УКРАЇНА

МІНІСТЕРСТВО ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ УКРАЇНИ

03035, м. Київ, 35, вул. Урицького, 35, тел.: (044) 206-31-00; факс: (044) 206-31-07
E-mail: secr@menr.gov.ua

_____ № _____

на № _____

Голові Івано-Франківської
обласної ради
Скрипничуку В. М.

Копія: Івано-Франківська обласна державна адміністрація

Шановний Василю Михайловичу!

Міністерство екології та природних ресурсів України у відповідності зі ст. 11 Закону України «Про угоди про розподіл продукції» направляє для узгодження проект угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська, між державою Україна, компанією «Шеврон Юкрейн Б.В.» та ТОВ «Надра Олеська».

Додаток: проект угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська, між державою Україна, компанією «Шеврон Юкрейн Б.В.» та ТОВ «Надра Олеська» на 261 арк.

З повагою

Міністр **О.А.Проскуряков**

Юридичний департамент
206-31-73

М2 Мінприроди
№9274/06/10-13 від 12.06.2013
06

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА ОБЛАСНА РАДА
№ 13-06 2013
2579/9-153/036

ЗМІСТ

РОЗДІЛ **СТОРІНКА**

1. ВИЗНАЧЕННЯ....4
2. ПРЕДМЕТ УГОДИ....20
3. ДОГОВІРНА ДІЛЯНКА....22
4. ОПЕРАЦІЙНИЙ ДОГОВІР....23
5. ОПЕРАТОР....26
6. СТРОК УГОДИ....26
7. ЕТАП ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ ТА ЕТАП ПІЛОТНОЇ І ПРОМИСЛОВОЇ РОЗРОБКИ....26
8. ПОВЕРНЕННЯ ДОГОВІРНОЇ ДІЛЯНКИ....27
9. КЕРІВНИЦТВО ТА ДЕРЖАВНИЙ УПОВНОВАЖЕНИЙ ОРГАН....28
10. ГАРАНТІЯ....31
11. ЗОБОВ'ЯЗАННЯ ПРОТЯГОМ ЕТАПУ ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ....32
12. ПРОГРАМИ РОБІТ І БЮДЖЕТИ ТА ГЕНЕРАЛЬНІ РІЧНІ ПЛАНИ РОБІТ І БЮДЖЕТИ....33
13. ТЕХНОЛОГІЧНІ ЦІЛІ ТА ВТРАТИ....40
14. ОБЛІК ТА АУДИТ....40
15. ПРАВА ТА ОБОВ'ЯЗКИ ІНВЕСТОРІВ ТА ОПЕРАТОРА....42
16. ВИКОРИСТАННЯ ЗЕМЕЛЬНИХ ДІЛЯНОК ТА НАЯВНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ....45
17. ПРАВА ДЕРЖАВИ....46
18. ОБОВ'ЯЗКИ ДЕРЖАВИ....48
19. ОБЛАДНАННЯ ТА МАТЕРІАЛИ....52
20. ПРАВО ВЛАСНОСТІ НА АКТИВИ. ПОРЯДОК ПЕРЕДАННЯ ІНВЕСТОРАМИ ПРАВА ВЛАСНОСТІ НА АКТИВИ НА КОРИСТЬ ДЕРЖАВИ....52
21. КОРИСТУВАННЯ АКТИВАМИ....53
22. ЗАЛУЧЕННЯ ПІДРЯДНИКІВ....53
23. ПЕРСОНАЛ....53
24. НАВЧАННЯ....54
25. ВІДШКОДУВАННЯ КОМПЕНСАЦІЙНИХ ВИТРАТ....54
26. РОЗПОДІЛ ПРИБУТКОВИХ ВУГЛЕВОДНІВ....56
27. ОЦІНКА ВАРТОСТІ ТА ВИМІРЮВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ....64
28. РЕАЛІЗАЦІЯ ПРИБУТКОВОЇ ЧАСТКИ ДЕРЖАВИ....69
29. ФІНАНСОВІ ПОЛОЖЕННЯ....72
30. МИТНІ ПОЛОЖЕННЯ....75
31. ПОДАТКОВІ ПОЛОЖЕННЯ....76
32. ТРУБОПРОВІД....107

УГОДА ПРО РОЗПОДІЛ ВУГЛЕВОДНІВ, ЯКІ ВИДОБУВАТИМУТЬСЯ У МЕЖАХ ДІЛЯНКИ ОЛЕСЬКА

між

ДЕРЖАВОЮ УКРАЇНА

-та-

"ШЕВРОН ЮКРЕЙН Б.В."

-та-

ТОВАРИСТВОМ З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "НАДРА ОЛЕСЬКА"

ВІД _____ 2013 РОКУ

33. ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ 108
34. СТРАХУВАННЯ 110
35. ІНФОРМАЦІЯ ТА КОНФІДЕНЦІЙНІСТЬ 111
36. ПОЛОЖЕННЯ ЩОДО ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО ПРИРОДНОГО СЕРЕДОВИЩА 117
37. ПЕРЕДАЧА ПРАВ ТА ОБОВ'ЯЗКІВ, ЗМІНА КОНТРОЛЮ 119
38. ПОДІЯ ФОРС-МАЖОРУ 121
39. ВІДМОВА ВІД ІМУНІТЕТУ ДЕРЖАВИ 123
40. АРБІТРАЖ ТА ЕКСПЕРТНИЙ ВИСНОВОК 123
41. ПРАВО, ЩО ЗАСТОСОВУЄТЬСЯ, СТАБІЛЬНІСТЬ, ВНЕСЕННЯ ЗМІН ТА ПОДІЛЬНІСТЬ 127
42. ПОВІДОМЛЕННЯ 128
43. ВІДМОВА ВІД ДОГОВОРУ ТА ПРИПИНЕННЯ ДІЇ 129
44. ДАТА НАБУТТЯ ЧИННОСТІ ТА ДАТА ПОЧАТКУ 131
45. МОВИ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ 132
Додаток A ГЕОГРАФІЧНІ КООРДИНАТИ ДІЛЯНКИ НАДР ОЛЕСЬКА 135
Додаток B ПРОЦЕДУРА ОБЛІКУ 139
Додаток C ФОРМА СПЕЦІАЛЬНОГО ДОЗВОЛУ 164
Додаток D ПОРЯДОК ВНЕСЕННЯ ЗМІН ТА ПРИПИНЕННЯ ДІЇ СПЕЦІАЛЬНОГО ДОЗВОЛУ 170
Додаток E ДАНІ ЩОДО ДОГОВІРНОЇ ДІЛЯНКИ НАДР 177
Додаток F ПРОЦЕДУРИ УКЛАДЕННЯ КОНТРАКТІВ І ЗАКУПІВЕЛЬ 185
Додаток G ПРИНЦИПИ ПЛАНУ ВИВЕДЕННЯ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ 189
Додаток H ГАРАНТІЯ КОРПОРАЦІЇ ШЕВРОН 191
Додаток I КОМПЕНСАЦІЙНІ ВИТРАТИ, ЯКІ ПОНЕСЕНІ ДО ДАТИ НАБУТТЯ ЧИННОСТІ 205
Додаток J СТАНДАРТИ ТА ПРАКТИКИ 206
Додаток K ВІДОМОСТІ ПРО ЕТАП ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ ТА ЕТАП ПІЛОТНОЇ І ПРОМИСЛОВОЇ РОЗРОБКИ 214
Додаток L ДЕКЛАРАЦІЯ НАЛЕЖНИХ ЧАСТОК ТА ПІДТВЕРДЖУЮЧІ ПОВІДОМЛЕННЯ 236
Додаток M РОЗДІЛ 31.1(F)(5) 255
Додаток N КАТЕГОРІЯ ІНЖИНІРИНГУ ТА ГЕОТЕХНІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ 257
Додаток O ВИБІР/ЗАЯВИ ЩОДО ПОДАТКІВ США 259
Додаток P ТЕНДЕР ЩОДО ПРОВЕДЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОГО МОНІТОРИНГУ 261

УГОДА ПРО РОЗПОДІЛ ВУГЛЕВОДНІВ

Цю **Угоду про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська** (надалі – "**Угода**"), від _____ укладено між **Державою Україна**, в особі Кабінету Міністрів України (надалі – "**Держава**") в особі [ ], що діє на підставі [Розпорядження Кабінету Міністрів України від [ ] № [___] ["_____"]], **Товариством з обмеженою відповідальністю "Надра Олеська"**, товариством з обмеженою відповідальністю, яке було створено та існує відповідно до законодавства України, юридична адреса: Україна, 03151 м. Київ, проспект Повітрофлотський, 54 (ідентифікаційний код 38077620) (надалі – "**Надра Олеська**"), в особі його [Директора], пана Максима Михайловича Шишлова, який діє на підставі статуту, та "**Шеврон Юкрейн Б.В.**", компанією, яка була створена та існує відповідно до законодавства Нідерландів, головний офіс якої знаходиться за адресою: Нарітавег 165, Телестоун 8, 1043 BW Амстердам, Нідерланди (реєстраційний номер компанії [ ]) (надалі – "**Шеврон**"), в особі [ ], який діє на підставі [ ].

ПРЕАМБУЛА

A 23 лютого 2012 року Держава оголосила конкурс на укладення угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська (надалі – "**Конкурс**").

B 23 квітня 2012 року Шеврон своєчасно подав заявку відповідно до умов Конкурсу.

C Як зазначено в Розпорядженні Кабінету Міністрів України від 10 травня 2012 року № 269-р "Про визначення переможця конкурсу на укладення угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська", яке було опубліковано 24 травня 2012 року, Держава обрала Шеврон в якості переможця Конкурсу з метою укладення цієї Угоди.

D В якості переможця Конкурсу Шеврон, відповідно до цієї Угоди, був призначений Державою та Інвесторами в якості Оператора.

E Держава має бажання розвивати нафтогазову промисловість України (відповідно до умов цієї Угоди) у спосіб, який принесе користь народу України, на ринкових засадах та заохочуючи інвестиційну діяльність, відповідно до Конституції України, Закону про УРП та умов Конкурсу.

F Проект цієї Угоди був узгоджений з Львівською обласною радою та Івано-Франківською обласною радою відповідно до частини четвертої статті 11 Закону про УРП.

G Оператор, з урахуванням його Афілійованих осіб, є компанією, яка:

(1) має відповідні фінансові, економічні та технічні можливості та відповідну кваліфікацію для користування надрами у межах ділянки Олеська та здійснення Операцій з вуглеводнями на Договірній ділянці згідно з умовами цієї Угоди; та

(2) має бажання співпрацювати з Державою шляхом укладення цієї Угоди, таким чином сприяючи Державі в розвитку української нафтогазової промисловості та стимулюючи економічний розвиток України і соціальний добробут її народу.

H Шеврон та Надра Олеська укладуть відповідну Угоду про операційну діяльність (Операційний договір) між "Шеврон Юкрейн Б.В." та Товариством з обмеженою відповідальністю "Надра Олеська" стосовно ділянки Олеська, Україна (надалі – "**Операційний договір**").

I З урахуванням взаємних обов'язків, домовленостей та зобов'язань, викладених в цій Угоді, Сторони погодились, що умови цієї Угоди є для них юридично обов'язковими.

ТАКИМ ЧИНОМ, ВРАХОВУЮЧИ ЗАЗНАЧЕНЕ ВИЩЕ, СТОРОНИ ДОМОВИЛИСЯ ПРО ТАКЕ:

1. ВИЗНАЧЕННЯ

1.1 Терміни та словосполучення, які вживаються в цій Угоді з великої літери, мають наступні значення, якщо тільки в цій Угоді не зазначається інше. Термін, який вживається, але не визначений (або не чітко визначений) в цій Угоді, повинен тлумачитися відповідно до контексту, в якому він вжитий згідно з Законодавством України, або, залежно від випадку, відповідно до значення, яке йому надається в міжнародній практиці діяльності в нафтогазовій промисловості, якщо Законодавство України не містить такого значення.

"**Акт про розподіл видобутих вуглеводнів**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 26.9.

"**Актив**" означає все Майно та майнові права (крім Вуглеводнів), зокрема, земельні ділянки, права на земельні ділянки, договори оренди, ліцензії, трубопроводи, устаткування, обладнання, механізми, свердловини, промислові об'єкти та всі інші установки та конструкції, а також все Обладнання та матеріали, що створені, придбані та використовуються для виконання цієї Угоди.

"**Афілійована особа**" означає будь-яку юридичну особу, яка контролює іншу юридичну особу, контролюється нею або перебуває з нею під спільним контролем третьої особи. Вважається, що юридична особа "**контролює**" іншу, якщо вона володіє, прямо чи опосередковано, щонайменше 50% (п'ятдесятьма відсотками) однієї з категорій, викладених нижче:

(A) Акцій, які надають право голосу на загальних зборах щодо обрання директорів такої іншої юридичної особи.

(B) Часток участі з правом голосу у такій іншій юридичній особі, якщо така юридична особа не має акцій або директорів.

Сторони прямо домовляються, що до Афілійованих осіб Надра Олеської належить товариство з обмеженою відповідальністю "СПК ГеоСервіс", яке було створено та існує відповідно до Законодавства України, юридична адреса: Україна, 02091 м. Київ, Дарницький район, Харківське Шосе, будинок 144-В (ідентифікаційний код 35871263).

"**Базова технологія**" означає всю технічну чи наукову інформацію, в тому числі ноу-хау, конфіденційну інформацію, комерційну таємницю, комп'ютерні програми, корисні моделі, патенти, винаходи, авторські права, права на промисловий зразок (як зареєстровані, так і незареєстровані) та будь-які інші права інтелектуальної власності, що знаходяться у володінні будь-якої зі Сторін до Дати набуття чинності, або які були сформовані, створені чи розроблені будь-якою Стороною незалежно від цієї Угоди і які така Сторона має право розголошувати та використовувати без звітування перед чи здійсненням оплати на користь іншої Сторони.

"**Бюджет**" означає будь-який бюджет, підготовлений Оператором або від його імені відповідно до цієї Угоди та який є частиною Програми робіт і бюджету геологічного вивчення, Програми робіт і бюджету пілотної розробки або Програми робіт і бюджету промислової розробки або Генерального річного плану робіт і бюджету.

"**Вдосконалена технологія**" означає будь-яке вдосконалення (незалежно від того, чи патентоздатне чи ні) або будь-яку зміну Базової технології будь-якої Сторони, яку така Сторона розкрила на свій власний розсуд будь-якій іншій Стороні за цією Угодою, яка базується на, створюється чи виникає в результаті отримання доступу до Базової технології такої Сторони.

"**Виведення з експлуатації**" означає операції, які включають в себе ліквідацію, пов'язану з виведенням з експлуатації, демобілізацію, демонтаж, утилізацію або відчуження Об'єктів, разом із рекультивацією та відновленням/приведенням в попередній стан земельної ділянки (в тому числі ліквідацію свердловин та вивезення бурового шламу), триваючим технічним обслуговуванням та моніторингом відповідно до вимог Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості.

"**Видобуті вуглеводні**" означає Вуглеводні, які були видобуті в межах Договірної ділянки, крім будь-яких Вуглеводнів, що використовуються для Технологічних цілей відповідно до Розділу 13.1, та Вуглеводнів, що були втрачені під час продувки, усадки, випаровування, Спалення відповідно до Розділу 13.2.

"**Виправлення**" означає будь-яке розслідування, нагляд, усунення, виправлення, виправні дії, реагування, пом'якшення, обробку, очищення або прибирання Небезпечних матеріалів, відходів, радіоактивних речовин, забруднення або засмічення, що фактично знаходиться у Навколишньому природному середовищі, ґрунтових осадах, ґрунтових водах або іншій речовині Навколишнього природного середовища або середовища в приміщеннях та інші дії, що передбачені Законодавством про навколишнє природне середовища.

"**Витрати на виведення з експлуатації**" означає оціночну суму, виражену у Доларах США (на підставі купівельної спроможності Долару у році, в якому готується План виведення з експлуатації), яка є необхідною для оплати усіх витрат на Виведення з експлуатації.

"**Витрати, що не підлягають компенсації**" означають витрати, що не підлягають компенсації Компенсаційними вуглеводнями та зазначені у Розділі 31.1(E)(6) та в Процедурі обліку.

"**Витрати щодо трубопроводу**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 32.6.

"**Вища теплотворна здатність природного газу**" означає запас термальної енергії Природного газу, який вимірюється в Пункті виміру і зазначений в одиницях вищої теплотворної здатності, що визначається Європейською спілкою газової промисловості Eurogas і зазначається в мегават-годинах за один Стандартний кубічний метр природного газу (МВт-год/СКМ). Типовим значенням Вищої теплотворної здатності природного газу є 10,4 МВт-год/СКМ. Це значення може використовуватися в цілях Розділу 27.1 за відсутності будь-якого виміряного значення.

"**Вище керівництво**" означає посадові особи Державного уповноваженого органу або Оператора, які наділені відповідним повноваженням з управління в корпоративній структурі Оператора чи Державного уповноваженого органу.

"**Відповідна частка Держави**" означає такий обсяг Видобутих вуглеводнів, який визначено у Повідомленні про прострочення та становить обсяг Вуглеводнів, що є необхідним для погашення Простроченого грошового зобов'язання.

"**Власник вдосконаленої технології**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 35.19.

"**Вуглеводні**" означає Сиру нафту та Природний газ, які можуть бути знайдені та видобуті в межах Договірної ділянки.

"**Генеральний річний план робіт і бюджет**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 12.10.

"**Гривня**" або "**грн.**" означає офіційну грошову одиницю України.

"**Дані результатів геологічного вивчення**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 11.2(C).

"**Дані та інформація**" має значення, надане цьому терміну у Розділі 35.2.

"**Дані щодо Договірної ділянки**" означає дані, наведені в Додатку Е.

"**Дата коригування**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 27.4.

"**Дата набуття чинності**" означає дату державної реєстрації цієї Угоди згідно з Законодавством України після її підписання Сторонами.

"**Дата початку**" має значення, надане цьому терміну у Розділі 44.3.

"**Декларація Належних часток**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 26.13.

"**Держава**" означає Україну, згідно з визначенням у переліку Сторін цієї Угоди, який міститься в абзаці, який безпосередньо передує Преамбулі.

"**Державний службовець**" означає будь-яку посадову особу будь-якої державної установи або державного органу центрального або місцевого рівня, а також Автономної Республіки Крим, депутата Верховної Ради України, обласної ради, керівників політичних партій, які представлені у Верховній Раді України або обласних радах, які здійснюють встановлені для таких посад повноваження, безпосередньо пов'язані з реалізацією завдань та виконанням функцій щодо:

(A) підготовки пропозицій щодо формування політики Держави у відповідній сфері;

(B) розроблення, експертизи та/або редагування проектів нормативних актів у відповідній сфері;

(C) надання адміністративних послуг;

(D) здійснення нагляду (контролю) з боку Держави;

(E) управління майном Держави або майном, яке належить Автономній Республіці Крим, корпоративними правами Держави;

(F) управління персоналом в державних органах, органах влади Автономної Республіки Крим або їх апарату; та

(G) реалізації інших повноважень відповідного державного органу.

"**Державний уповноважений орган**" означає державний орган, окрім КМУ, належним чином призначений КМУ відповідно до Розділу 9.1.

"**Державні погодження**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 9.2.

"**Ділянка пілотної розробки**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 12.4(A).

"**Ділянка промислової розробки**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 12.4(A).

"**Договірна ділянка**" означає ділянку надр, яка надається Інвесторам на умовах цієї Угоди та описується та визначається у Розділі 3 та Додатку А до цієї Угоди, який становить невід'ємну частину цієї Угоди, а також будь-які зміни, внесені відповідно до цієї Угоди.

"**Додаток**" означає будь-який документ, вказаний в Розділі 1.3.

"**Дозволи**" означає будь-які та усі погодження, квоти, спеціальні дозволи на користування надрами, ліцензії, акти про надання гірничого відводу, документи, що засвідчують право користування землею, та інші дозволи, документи дозвільного характеру, ліцензії, пов'язаних із користуванням надрами, виконанням робіт, будівництвом споруд, передбачених цією Угодою, які видаються в установленому Законодавством України порядку.

"**Долар**", "**Долари**", "**Долари США**" або "**USD**" означає офіційну грошову одиницю (долар) Сполучених Штатів Америки.

"**Екологічна оцінка**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 36.5.

"**Екологічний аудит**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 36.3.

"**Експерт**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 40.8.

"**Експлуатаційна свердловина(и)**" означає будь-яку свердловину, яка фінансується та вводиться в експлуатацію згідно з Програмою робіт і бюджетом промислової розробки.

"**Етап геологічного вивчення**" має значення, надане цьому терміну в Розділах 7.2 та 12.3.

"**Етап пілотної і промислової розробки**" означає період, який розпочинається після закінчення Етапу геологічного вивчення за умови прийняття Інвесторами позитивного рішення щодо переходу до виконання такого етапу відповідно до Розділу 7.4 з дати отримання відповідного повідомлення Державним уповноваженим органом.

"**ЄГТСУ**" означає Єдину газотранспортну систему України, визначену в Законі України від 8 липня 2010 року № 2467-VI "Про засади функціонування ринку природного газу".

"**Загальний обсяг вуглеводнів за УРП, розподілених у пунктах виміру**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 26.7.

"**За кордон**" означає за межами території України та поза державним кордоном України.

"**Закон про УРП**" означає Закон України від 14 вересня 1999 року № 1039-XIV "Про угоди про розподіл продукції".

"**Законодавство**" означає все чинне законодавство, в тому числі наступне: конституційне право, цивільне право, звичаєве право, міжнародне право, засади

справедливості, міждержавні угоди, законодавчі акти, декрети, укази, кодекси, накази, судові рішення, положення, постанови, розпорядження та нормативно-правові акти будь-якого місцевого, муніципального, територіального, регіонального, федерального, національного або будь-якого іншого правомочного органу державної влади. Законодавство включає Законодавство України.

"**Законодавство про боротьбу з корупцією**" означає Закон України від 7 квітня 2011 року № 3206-VI "Про засади запобігання і протидії корупції", Закон США про протидію зарубіжній корупційній практиці [U.S. Foreign Corrupt Practices Act], Закон Великобританії про боротьбу з тероризмом і злочинами та безпеку від 2001 року [U.K. Anti-Terrorism, Crime and Security Act 2001] і Закон Великобританії про хабарництво [U.K. Bribery Act] та будь-які їх нові редакції в тій мірі, в якій вони застосовуються до будь-якої Сторони або її Афілійованої особи.

"**Законодавство про навколишнє природне середовище**" означає будь-яке Законодавство України та будь-яку вимогу, що міститься у такому законодавстві, що стосується Навколишнього природного середовища, зокрема, природних ресурсів, здоров'я або безпеки людини, Небезпечних матеріалів, відходів, промислової води, залишків у резервуарах, шламу або їх компонентів, радіоактивних матеріалів, забруднення, зараження, або шуму, з урахуванням того, що таке законодавство змінювалось або може час від часу змінюватись або прийматись.

"**Законодавство України**" означає всі Міжнародні угоди, які стали обов'язковими за затвердженням Верховною Радою України, законодавчі акти, декрети, укази, кодекси, накази, правила, розпорядження, постанови та нормативно-правові акти Держави або будь-якого іншого місцевого, муніципального, територіального, регіонального або будь-якого іншого правомочного органу державної влади чи державної установи або органу місцевого самоврядування в Україні.

"**Звіти про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні, Компенсаційні витрати, оцінку вартості Вуглеводнів, Видобуті вуглеводні та продаж Оператором Належної частки Держави у Прибуткових вуглеводнях**" означає звіти, які описані у Статті 11.3 Процедури обліку, ілюстративні приклади яких наведені у Додатку L.

"**Зміна контролю**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 37.6.

"**Зобов'язання з геологічного вивчення**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 11.3.

"**Інвестори**" означає Шеврон та Надра Олеську, або їхніх відповідних правонаступників та/або будь-якого дозволеного цесіонарія щодо усіх або частини їхніх прав та обов'язків за цією Угодою відповідно до Розділу 37, та термін "**Інвестор**" означає будь-якого одного з Інвесторів.

"**Інвестор, який діє на власний ризик**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 4.1(J).

"**Інвестор, який не діє на власний ризик**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 4.1(J).

"**Індекс**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 12.4(C)(3).

"**Індекс дефлятора ВВП**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 26.3(E).

"**Індексація**" означає нарахування однієї четвертої частини річної суми, розрахованої як LIBOR плюс 500 базисних пунктів (п'ять відсотків), помноженої на некомпенсовані залишки Компенсаційних витрат, станом на кінець кожного Календарного кварталу. Будь-яка сума Індексації підлягає відшкодуванню Компенсаційними вуглеводнями.

"**Іноземний Інвестор**" означає Шеврон та будь-яку Особу, яка є нерезидентом, що стає Інвестором відповідно до Розділу 37.

"**Інфляційне коригування**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 26.3(E).

"**Істотне порушення**" має значення, надане цьому терміну у Розділі 33.8.

"**Календарний квартал**" означає період тривалістю 3 (три) послідовних Місяці, який починається 1 січня, 1 квітня, 1 липня або 1 жовтня будь-якого Календарного року.

"**Календарний рік**" означає період тривалістю 12 (дванадцять) послідовних Місяців, який починається 1 січня та завершується наступного 31 грудня за григоріанським календарем.

"**КМУ**" означає Кабінет Міністрів України.

"**Компенсаційні витрати**" означає витрати Інвесторів або Оператора, понесені під час виконання цієї Угоди, як визначено в Розділі 25.6.

"**Компенсаційні вуглеводні**" означає частину в Видобутих вуглеводнях, що видобуті з Договірної ділянки, право власності на яку переходить до Інвесторів для компенсації їхніх Компенсаційних витрат згідно з цією Угодою.

"**Компенсація витрат**" означає процес, за яким Держава передає Інвесторам у Пункті виміру право власності на Належну частку кожного Інвестора у Видобутих вуглеводнях з Договірної ділянки для компенсації його Компенсаційних витрат, з урахуванням Індексації.

"**Конкурс**" має значення, надане цьому терміну в Розділі А Преамбули.

"**Конституція України**" означає Конституцію України, прийняту на п'ятій сесії Верховної Ради України 28 червня 1996 року.

"**Контракт**" означає будь-яку юридично обов'язкову письмову угоду Інвестора та/або Оператора з Підрядником щодо надання Обладнання та матеріалів або Послуг для виконання Операцій з вуглеводнями.

"**Конфіденційна інформація**" означає всю інформацію (в тому числі господарську, технічну та іншу інформацію), дані, знання, результати діяльності та ідеї, які були придбані або отримані будь-якою Стороною за цією Угодою, незалежно від того, чи надається така інформація будь-якою Стороною або її Афілійованими особами до чи після Дати набуття чинності, в тому числі інформацію, яка була отримана чи розроблена будь-якою Стороною в результаті виконання цієї Угоди, умови цієї Угоди, Базова технологія, що була розкрита будь-якою Стороною будь-якій іншій Стороні відповідно до цієї Угоди, та будь-яка Вдосконалена технологія, Проектна технологія, а також Дані та інформація.

"**Коригування**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 31.1(E)(26).

"**Коригування на індекс**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 12.4(C).

"**Майно**" будь-якої Особи означає майно або майнові права, що належить на праві власності, орендується або надається такою Особою або в якому така Особа має економічний інтерес.

"**Міжнародна угода**" означає будь-яку письмову міжнародну угоду, що регулюється міжнародним правом, незалежно від того, чи міститься вона в одному документі або в двох або декількох взаємопов'язаних документах, та незалежно від її конкретної мети, та стороною якої є держава Україна в якості суверенної держави станом на Дату набуття чинності або стороною якої може стати Україна протягом Строку, згода на обов'язковість якої надано Верховною Радою України.

"**Місяць**" означає календарний місяць відповідно до григоріанського календаря.

"**МлрдКМ**" мільярди (10^9) стандартних кубічних метрів, які відображаються у звітності за Стандартних умов, при цьому мільярд означає одну тисячу мільйонів.

"**Навколишнє природне середовище**" означає всі форми фауни, флори, ґрунту, поверхневих або підземних вод, землю, поверхневі або підземні шари, атмосферне повітря або будь-який інший елемент навколишнього середовища. Термін "**Екологічний**" повинен тлумачитись як такий, що стосується "**Навколишнього природного середовища**".

"**Навчальний план**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 24.2.

"**Надра Олеська**" має значення, надане цьому терміну у переліку Сторін цієї Угоди, який міститься в абзаці, який безпосередньо передує Преамбулі.

"**Належна міжнародна практика діяльності в нафтогазовій промисловості**" означає всі ті види використання, застосування та практики, які, в певний період часу, є загальноприйнятими за аналогічних обставин в міжнародній нафтогазовій галузі, що застосовуються до традиційних та/або нетрадиційних покладів, як безпечне, економне та ефективне здійснення Операцій з вуглеводнями, в тому числі розвідки, розробки, видобування, обробки, транспортування та реалізації Вуглеводнів. Належна міжнародна практика діяльності в нафтогазовій промисловості може застосовуватись, за умови що вона не суперечить Законодавству України.

"**Належна Частка**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 2.7.

"**Небезпечні матеріали**" означає будь-яку речовину, продукт, відходи або інший матеріал, який є або стає ідентифікованим, внесеним до переліку, опублікованим, нормативно регульованим або визначеним, або такий, що має характеристики, небезпечної речовини, небезпечних відходів, небезпечного матеріалу, токсичної речовини або щодо якого можна застосувати інший регуляторний термін, в тому числі нафту, відходи нафти, побічні продукти та компоненти, радіоактивний матеріал природного походження (РМПП), вуглеводні та відходи вуглеводнів, промислову воду, побічні продукти та компоненти, поліхлорбіфеніли, азбест, або який іншим чином нормативно регулюється або використання якого обмежується відповідно до Законодавства про навколишнє природне середовище, або який іншим чином може спричинити, сприяти виникненню або призвести до Шкоди, заподіяної навколишньому природному середовищу.

"**Невиконання зобов'язань**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 4.1(J).

"**Недолік оформлення**" означає недоліки в оформленні, що мають технічний характер та не впливають на можливість встановлення суті операції або суми понесених витрат

при документальному оформленні Компенсаційних витрат, Податкових витрат або податкового кредиту з ПДВ.

"**Неоподатковувана операція (операції)**" означає випадки, які відповідно до Податкового кодексу України та іншого Законодавства України не є оподатковуваними операціями для цілей оподаткування, стосовно будь-якого з Податків України, в тому числі Сплачувані податки, та які не призводять до жодних податкових наслідків (зокрема, не призводять до виникнення будь-яких податкових зобов'язань, не становлять об'єкт оподаткування або базу оподаткування, не враховуються під час визначення такого об'єкта оподаткування або бази оподаткування) для будь-якого з Інвесторів, в тому числі Оператора, та не обмежують, не позбавляють та не мають іншого негативного впливу на будь-яке право на Компенсаційні вуглеводні або податкові вирахування, в тому числі Податкові витрати, та на податковий кредит з ПДВ або бюджетне відшкодування ПДВ, якщо будь-які раніше придбані або створені чи використані товари, роботи, послуги або інші попередні придбання були використані або спожиті в межах або у зв'язку з будь-якою Неоподатковуваною операцією.

"**Непрямі збитки**" означає будь-які неодержані доходи або упущену вигоду, які Сторона могла б реально отримати, якщо б інша Сторона належним чином виконала свої зобов'язання, включаючи такі, що виникли в результаті (i) пошкодження пласту або продуктивного пласту; (ii) втрати видобутку, резервів, пласту або свердловин, неможливості або нездатності видобувати Вуглеводні.

"**Несплачувані податки**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 31.1(B)(1).

"**НКРЕ**" означає Національну комісію, яка здійснює державне регулювання у сфері енергетики України.

"**Об'єкти**" означає об'єкти, які створені (збудовані) під час виконання цієї Угоди та є необхідними для здійснення Операцій з вуглеводнями.

"**Оператор**" означає одного з Інвесторів, призначеного Інвесторами відповідно до Розділу 5, який повинен здійснювати усі Операції з вуглеводнями та виконувати інші функції, визначені в цій Угоді.

"**Операції з вуглеводнями**" означає всі Операції з геологічного вивчення, Операції з пілотної розробки, Операції з промислової розробки, Операції, які здійснюються на власний ризик (в тому числі ті, які не здійснюються Оператором), та всі операції, що здійснюються відповідно до Програми робіт і бюджету геологічного вивчення, Програми робіт і бюджету пілотної розробки, Програми робіт і бюджету промислової розробки або Генерального річного плану робіт і бюджету, а також будь-які інші види операцій, які прямо або опосередковано пов'язані або стосуються вищезазначених операцій (в тому числі операції та діяльність, пов'язані із охороною здоров'я та безпекою праці, страхуванням, а також із охороною Навколишнього природного середовища, операції з навчання, діяльність, пов'язана із продажем, іншим відчуженням або користуванням Видобутими вуглеводнями, реалізацією частки Держави у Вуглеводнях, соціальним та промисловим розвитком місцевих громад, операції, передбачені Розділом 36.2, та Виведення з експлуатації), та/або дозволені або передбачені, що здійснюються відповідно до цієї Угоди Оператором та/або будь-яким іншим Інвестором безпосередньо або через Підрядника.

"**Операції з геологічного вивчення**" означає всі операції, які здійснюються відповідно до Програми робіт і бюджету геологічного вивчення.

"**Операції з пілотної розробки**" означає всі операції, які здійснюються згідно з Програмою робіт і бюджетом пілотної розробки.

"**Операції з промислової розробки**" означає всі операції, які здійснюються згідно з Програмою робіт і бюджетом промислової розробки.

"**Операції, які здійснюються на власний ризик**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 4.1(J).

"**Операційний договір**" має значення, надане цьому терміну в Розділі H Преамбули.

"**Операційний комітет**" означає комітет, утворений відповідно до Операційного договору з метою загального нагляду та спрямування Операцій з вуглеводнями.

"**Операційні податки**" означає будь-які податки з продажу, на додану вартість, з товарів та послуг або інші подібні Податки, що справляються в іноземній юрисдикції у зв'язку з придбанням товарів, обладнання, послуг або здійсненням будь-якої іншої операції.

"**Орган державного казначейства**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 31.1(F)(11).

"**Орган державної податкової служби**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 31.1(C)(6).

"**Особа**" означає будь-яку фізичну особу, корпорацію, компанію, державу, публічну корпорацію, державний орган або іншу юридичну особу.

"**Первинні документи**" означає документи, оформлені відповідно до цієї Угоди, що підтверджують факти здійснення операцій, що пов'язані з виконанням цієї Угоди.

"**Період перевірки**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 14.6.

"**Підрядник**" означає будь-яку Особу, яка надає Обладнання та матеріали або Послуги відповідно до Контракту з Оператором або Інвестором, в тому числі будь-яку Особу, яка працює відповідно до договору з Підрядником (субпідрядника).

"**Пілотна свердловина(и)**" означає будь-яку свердловину, буріння якої фінансується згідно з Програмою робіт і бюджетом пілотної розробки.

"**План виведення з експлуатації**" означає план щодо Виведення з експлуатації, що ґрунтується на принципах, викладених в Додатку G.

"**План контрактів**" має значення, надане цьому терміну у Додатку F.

"**Плата за користування надрами**" означає плату за користування надрами для видобування корисних копалин відповідно до Податкового кодексу України.

"**Повідомлення про погашення**" означає повідомлення, що надається Оператором Державному уповноваженому органу згідно з Розділами 28.4(C) або 28.4(D).

"**Повідомлення про прострочення**" означає повідомлення, що має бути надане відповідно до Розділу 18.4(B) або (C) Оператором Державному уповноваженому органу (з копією Органу державного казначейства та Органу державної податкової служби).

"**Податки на заробітну плату**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 31.1(A).

"**Податки України**" означає будь-які загальнодержавні або місцеві податки та збори чи інші обов'язкові платежі, які розглядаються як податки чи збори, що передбачені Законодавством України станом на Дату набуття чинності, або які можуть бути запроваджені у будь-який час після Дати набуття чинності, як у Податковому кодексі України, так і в будь-якому іншому акті Законодавства України. Для цілей цієї Угоди Податки України також включають єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування українських працівників та іноземних громадян, найнятих на роботу в Україні, та державні збори та мито для отримання послуги чи виконання необхідної дії державними органами або установами.

"**Податковий кодекс України**" означає Податковий кодекс України від 2 грудня 2010 року № 2755-VI.

"**Податкові витрати**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 31.1(E)(4).

"**Податок**" або "**Податки**" означає всі існуючі або майбутні збори, мита, платежі, нарахування, відрахування, накладання, утримання, комісії, внески, податки або інші обов'язкові платежі, які мають характер податку (в тому числі податок на додану вартість, або інші податки з продажів або операцій, з корпорацій, податок на дохід, податок з приросту капіталу, гербовий збір, земельний податок, збір за реєстрацію, податок на капітал, податок на особистий статок, податок на прибуток, податок або утримання з дивідендів, збір за переказ коштів, митні збори, податки або утримання з філій та постійних представництв, податок на дохід від рухомого капіталу та фіксований податок на грошові перекази) або внески, що здійснюються на користь або застосовуються будь-яким урядом. "**Податок**" або "**Податки**" не включають жодні Податки України.

"**Податок на додану вартість**" або "**ПДВ**" означає український податок на додану вартість відповідно до Податкового кодексу України.

"**Податок на прибуток**" або "**ППП**" означає податок на прибуток підприємств в Україні, визначений Податковим кодексом України.

"**Подія форс-мажору**" означає будь-яку з подій чи обставин, описаних в Розділі 38.

"**Попередня оцінка**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 26.9.

"**Порядок доступу до ЄГТСУ**" означає Порядок доступу до ЄГТСУ, затверджений Постановою НКРЕ від 19 квітня 2012 року № 420 "Про порядок доступу та приєднання до Єдиної газотранспортної системи України".

"**Послуги**" означає надання послуг, знань, навичок та ноу-хау відповідно до будь-якого Контракту.

"**Постанова 1297**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 3.1.

"**Постійне представництво**" означає постійне представництво будь-якого Іноземного Інвестора в Україні, яке має належним чином оформлені повноваження представляти такого Іноземного Інвестора в Україні, та включає в себе будь-яке таке постійне представництво Оператора, якщо Оператор є іноземним суб'єктом господарювання.

"**Представник**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 9.1.

"**Претензія**" означає будь-яку вимогу, пов'язану з виконанням цієї Угоди та яка може бути підставою для пред'явлення позову будь-якого виду, зокрема того, що подається

третьою особою, щодо відповідальності, збитків, шкоди, обтяження, зобов'язання, витрат, ліцензійної плати, комісії, нарахування, збору, пені, штрафів, процентів, незалежно від того, чи виникають вони в силу дії закону, на підставі договору, делікту, добровільного врегулювання або будь-яким іншим чином.

"**Прибуткові вуглеводні**" означає частку в Видобутих вуглеводнях, що видобуті з Договірної ділянки і розподілені між Державою та Інвесторами, і визначається як різниця між Видобутими вуглеводнями і Компенсаційними вуглеводнями згідно з цією Угодою.

"**Прикріплений співробітник**" означає будь-якого працівника Надра Олеської або Афілійованої особи Оператора або Надра Олеської, який залучається Оператором на договірних умовах, крім трудового найму, зокрема, за договором прикріплення в цілях цієї Угоди.

"**Природний газ**" означає корисну копалину, яка є сумішшю вуглеводнів та невуглеводневих компонентів, які перебувають в газоподібному стані за Стандартних умов, у тому числі, природний газ, газ сланцевих товщ, газ центрально-басейнового типу та газ (метан) вугільних родовищ.

"**Притримання**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 28.3.

"**Програма робіт**" означає будь-яку програму робіт, підготовлену Оператором або від його імені відповідно до цієї Угоди та яка є частиною Програми робіт і бюджету геологічного вивчення, Програми робіт і бюджету пілотної розробки, Програми робіт і бюджету промислової розробки або Генерального річного плану робіт і бюджету.

"**Програма робіт і бюджет**" або "**ПРБ**" означає Програму робіт і бюджет геологічного вивчення, Програму робіт і бюджет пілотної розробки, Програму робіт і бюджет промислової розробки або Генеральний річний план робіт і бюджет.

"**Програма робіт і бюджет геологічного вивчення**" означає програму робіт та бюджет, що зазначені в Розділі 12.2.

"**Програма робіт і бюджет пілотної розробки**" означає програму робіт та бюджет для здійснення пілотної розробки в межах Ділянки пілотної розробки та відповідає вимогам, передбаченим в Розділах 7.4 та 12.4.

"**Програма робіт і бюджет промислової розробки**" має значення, надане цьому терміну в Розділах 7.4 та 12.4.

"**Продаж об'єкту притримання**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 28.4.

"**Продажі на ринкових умовах**" означає продажі Вуглеводнів за вільноконвертовану валюту між продавцями та покупцями, які не мають між собою прямого чи опосередкованого зв'язку або спільного інтересу будь-якого характеру, які можуть обґрунтовано впливати на ціну продажу, в тому числі усі продажі, які здійснюються за процедурою відкритих торгів. Такі Продажі на ринкових умовах не включають:

(A) продажі, що здійснюються між будь-яким з Інвесторів та їхніми відповідними Афілійованими особами, окрім тих продажів, які здійснюються за процедурою відкритих торгів;

(B) продажі за участю Держави або будь-якого суб'єкта, що контролюється Державою; та

(C) продажі з використанням обміну (наприклад, бартеру) та будь-які операції, які не пов'язані зі звичайною комерційною практикою, за винятком випадку, коли Державі може бути належним чином доведено, що продажі були здійснені на ринкових умовах та за конкурентними цінами, з огляду на якісні, кількісні показники та географічні фактори.

"**Проектна технологія**" означає всю технічну чи наукову інформацію, в тому числі ноу-хау, конфіденційну інформацію, комерційну таємницю, комп'ютерні програми, корисні моделі, патенти, винаходи, відкриття, авторські права, права на промислові зразки (як зареєстровані, так і незареєстровані) та будь-які інші права інтелектуальної власності, розроблені або набуті в ході здійснення Операцій з вуглеводнями та які є результатом діяльності, що спільно фінансується Сторонами (окрім Базової технології та Вдосконаленої технології).

"**Пропозиції**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 9.2.

"**Прострочене грошове зобов'язання**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 18.4.

"**Процедура обліку**" означає Процедура обліку, яка додається до цієї Угоди у якості Додатка В та становить невід'ємну частину цієї Угоди.

"**Процентна частка Держави в прибуткових вуглеводнях**" означає частку Держави в Прибуткових вуглеводнях, що розраховується в порядку, передбаченому Розділом 26.

"**Процентна частка Інвесторів в прибуткових вуглеводнях**" означає сукупну частку всіх Інвесторів в Прибуткових вуглеводнях, що розраховується в порядку, передбаченому Розділом 26.

"**Прямі збитки**" означає будь-які понесені збитки, витрати та видатки, що підтверджуються відповідними документами, яких зазнала Сторона, в результаті порушення іншою Стороною цієї Угоди, у зв'язку із відновленням свого становища, яке існувало б, якби таке порушення не мало місце, в тому числі обґрунтовані суми гонорарів та витрат на послуги юристів і консультантів, а також суми будь-якої відповідальності, понесені перед третіми особами (на підставі закону, договору або з інших підстав), шкода, заподіяна активам, майну чи майновим правам, або їх втрата. Прямі збитки не включають Непрямі збитки.

"**Пункт виміру**" означає пункт або пункти, зазначені в Програмі робіт та бюджеті геологічного вивчення або затвердженій Програмі робіт і бюджеті пілотної розробки або затвердженій Програмі робіт і бюджеті промислової розробки, залежно від обставин, в якому здійснюється вимірювання Вуглеводнів в цілях Розділу 27.3, оцінювання в цілях Розділу 27.1 та в якому відбувається розподіл Видобутих вуглеводнів на Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні відповідно до Розділу 26.8(F), і Інвестори набувають право власності на Належну частку у Видобутих вуглеводнях на умовах та в порядку, передбаченому цією Угодою.

"**Пункт доставки**" означає пункт або пункти, в якому (яких) Інвестори реалізують Вуглеводні своїм замовникам і які можуть бути розміщені поза Пунктом виміру.

"**Обладнання та матеріали**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 19.1.

"**Оціночний матеріал**" означає інформацію, розроблену Стороною, що володіє Базовою технологією, або від її імені та яка була повністю або частково отримана на основі Базової технології, в тому числі тлумачення, аналізи, економічні оцінки, моделі,

примітки, оцінки запасів, презентації керівництва, короткі звіти, збірки статистичних даних, дослідження, витяги або інші документи, але не включає саму Базову технологію.

"**Рахунок для виведення з експлуатації**" має значення, надане цьому терміну в Додатку G.

"**Рішення**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 9.6.

"**РНП (реальна норма прибутку)**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 26.1.

"**Робочий день**" означає одну з наступних категорій, в залежності від обставин:

(A) Будь-який день (окрім суботи чи неділі), коли банки у м. Києві, Україна, та м. Нью-Йорку, Сполучені Штати Америки, відкриті для провадження звичайної банківської діяльності.

(B) Відносно LIBOR, будь-який день, окрім суботи чи неділі, коли банки в м. Лондоні зазвичай відкриті для провадження своєї діяльності.

"**Розвідувальна свердловина**" означає будь-яку свердловину, яка фінансується та пробурена протягом Етапу геологічного вивчення відповідно до Програми робіт і бюджету геологічного вивчення.

"**Сира нафта**" означає корисну копалину, яка є сумішшю вуглеводнів та невуглеводневих компонентів, які перебувають в рідкому стані за Стандартних умов, у тому числі нафту та конденсат.

"**СКМ**" означає стандартні кубічні метри, в яких вимірюється Природний газ за Стандартних умов.

"**Скоригований на індекс базовий рівень**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 12.5.

"**Спалювання**" або "**Спалений**" означає операції, які призводять до викидів з "**Факелів**" та здійснюються відповідно до Законодавства України.

"**Спеціальний дозвіл**" означає спеціальний дозвіл на користування надрами в межах Договірної ділянки, виданий Інвесторам Державою у формі, вказаній у Додатку C і в порядку, визначеному в Додатку D до цієї Угоди.

"**Спільний обліковий рахунок**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 14.1.

"**Спір**" означає будь-яку суперечку або розбіжність, що виникає на підставі цієї Угоди, в тому числі будь-яку Претензію на підставі цієї Угоди, а також будь-яку суперечку або розбіжність стосовно факту існування, тлумачення, дійсності, інтерпретації, придатності для виконання в примусовому порядку, припинення дії або порушення цієї Угоди, як на підставі договору, внаслідок делікту, так і будь-яким іншим чином.

"**Сплачувані податки**" означає наступні Податки України: Податок на прибуток, ПДВ та Плата за користування надрами.

"**Сприятливі зміни в податковому законодавстві**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 31.1(D)(2).

"**Стан Навколишнього природного середовища**" означає умову або обставину, спричинену однією або більшою кількістю пов'язаних дій, бездіяльністю, або події, що відбуваються або можуть відбутися відносно Навколишнього природного середовища, Об'єкти чи Обладнання та матеріали, які не відповідають або можливо не відповідають вимогам Законодавства про навколишнє природне середовище, або які підлягають Виправленню відповідно до Законодавства про навколишнє природне середовище, або які є чи можливо є шкідливими чи являють собою фактичну або потенційну загрозу для Навколишнього природного середовища, майна, природних ресурсів, здоров'я, добробуту або безпеки людини.

"**Стандартні умови**" означає умови, пов'язані з температурою та тиском, за яких проводяться виміри та надається звітність щодо Вуглеводнів, якими в Україні є тиск, що становить 760 міліметрів ртутного стовпчика і температура, що становить 20 градусів за Цельсієм.

"**Сторона**" або "**Сторони**" означає Державу та/або кожного Інвестора чи Інвесторів.

"**Сторона-співвласник Проектної технології**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 35.18.

"**Сторона, яка не виконує зобов'язання**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 4.1(J).

"**Строк**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 6.

"**Сукупна вартість ПРБ геологічного вивчення в доларах США**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 12.2

"**Сума перевищення**" має значення, надане цьому терміну у Розділі 28.4(D).

"**Технологічні цілі**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 13.1.

"**Тонна**" означає 1 000 (одну тисячу) кілограм.

"**Угода**" означає цю Угоду про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська, у тому числі Додатки до неї, які є невід'ємною частиною цієї Угоди, а також будь-які доповнення чи будь-які інші зміни до цієї Угоди про розподіл вуглеводнів, які можуть бути узгоджені Сторонами в письмовій формі відповідно до Розділу 41.7.

"**Умисні неправомірні дії**" означає наступне:

(A) Будь-яка дія або бездіяльність (індивідуальна, спільна або погоджена) будь-якої Особи, яка була усвідомлено спрямована на спричинення шкідливих наслідків, або яка полягала у недбалому ставленні до шкідливих наслідків, які, як було відомо або мало бути відомо такій Особі, така дія або бездіяльність могла мати для безпеки або майна іншої Особи.

(B) Умисні неправомірні дії не включають в себе будь-яку дію або бездіяльність, яка може бути виправдана особливими обставинами, такими як захист життя, майна або Навколишнього природного середовища, чи іншими надзвичайними ситуаціями.

(C) Умисні неправомірні дії не включають в себе хибне рішення чи помилку з боку будь-якої Уповноваженої особи або працівника, Сторони, під час

добросовісного виконання будь-якого обов'язку, реалізації повноваження або рішення, якими така Сторона наділена за цією Угодою.

"**Умова початку щодо Інвесторів**" має значення, надане цьому терміну у Розділі 44.5.

"**Умова початку щодо Держави**" має значення, надане цьому терміну у Розділі 44.4.

"**Уповноважена особа**" означає фізичну особу, уповноважену будь-якою Стороною діяти від імені та в інтересах такої Сторони та вчиняти дії, що створюють, змінюють та припиняють права та обов'язки такої Сторони згідно з установчими документами такої Сторони.

"**Факел**" означає пристрій або систему, яка застосовується при безпечному використанні Природного газу на поверхні та/або вивільненої рідини шляхом спалювання у безпечний для Навколишнього природного середовища спосіб.

"**Частка участі**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 2.6.

"**Чистий рух грошових коштів**" має значення, надане цьому терміну в Розділі 26.3.

"**Шеврон**" має значення, надане цьому терміну у переліку Сторін цієї Угоди, який міститься в абзаці, який безпосередньо передує Преамбулі.

"**Шкода, заподіяна навколишньому природному середовищу**" означає будь-яку шкоду, збитки, витрати, видатки та відповідальність, спричинені внаслідок Операцій з вуглеводнями, зокрема, витікання, викиду або скидання Вуглеводнів або Небезпечних матеріалів у Навколишнє природне середовище, та які виникають у зв'язку з діями або бездіяльністю відповідно до цієї Угоди або з операціями, що здійснюються за цією Угодою та які передбачаються чинним Законодавством про охорону Навколишнього природного середовища та Належною міжнародною практикою діяльності в нафтогазовій промисловості в аналогічних фізичних та екологічних середовищах, у тому числі будь-що з наступного:

(A) Будь-яке забруднення, пошкодження або руйнування та інший негативний вплив на Навколишнє природне середовище чи будь-яке нерухоме або особисте майно.

(B) Будь-які витрати, які стосуються будь-якого очисного обладнання, пристрою або діяльності, пов'язаної з контролем забруднення, або будь-якої експертизи, очищення, Виправлення або вивезення будь-яких Небезпечних матеріалів в межах будь-якого елемента Навколишнього природного середовища.

(C) Будь-які витрати, пов'язані із завданням шкоди природним ресурсам або їх відновленням.

(D) Будь-які штрафи, пені, судові рішення або інші стягнення чи вимоги.

"**FOB**" означає умови поставки франко-борт згідно з ІНКОТЕРМС 2010 (Офіційні правила МТП з тлумачення торговельних умов), які опубліковані у вересні 2010 року Міжнародною торговою палатою, з урахуванням змін та викладень в новій редакції, які можуть прийматись час від часу.

"**LIBOR**" означає, стосовно будь-якого відповідного дня, ставку для розміщення депозитів у Доларах США на період 3 (три) Місяці, яка відображається на довідковій сторінці Reuters LIBOR01 (або на такому іншому екрані чи сторінці, які можуть

використовуватися замість такого екрану з метою відображення ставки для розміщення депозитів у Доларах США, визначеної Британською асоціацією банкірів) об 11:00 або близько до цього часу (за лондонським часом) у дату, яка настає за 2 (два) дні до відповідного дня, або, якщо цей день не був днем, коли банки м. Лондона зазвичай відкриті для здійснення банківської діяльності, у попередній день, коли банки м. Лондона зазвичай відкриті для здійснення банківської діяльності.

1.2 В цій Угоді, якщо тільки інше не передбачається за контекстом або не зазначається окремо:

(A) заголовки не повинні враховуватися при тлумаченні положень Угоди;

(B) **"в тому числі"**, **"включаючи"**, **"зокрема"** або аналогічні слова не передбачають жодного обмеження;

(C) слова, що вживаються в однині, включають в себе поняття в множині, та навпаки; та

(D) посилання на **"Розділ"** є посиланням на **розділ** цієї Угоди та посилання на **"Стаття"** є посиланням на статтю Процедури обліку.

1.3 Всі Додатки, що додаються до основної частини цієї Угоди, є невід'ємною частиною цієї Угоди і включаються до цієї Угоди шляхом посилання на них, в тому числі:

(A) Додаток A – Географічні координати ділянки надр Олеська.

(B) Додаток B – Процедура обліку.

(C) Додаток C – Форма Спеціального дозволу.

(D) Додаток D – Порядок внесення змін та припинення дії Спеціального дозволу.

(E) Додаток E – Дані щодо Договірної ділянки.

(F) Додаток F – Процедури укладення контрактів і закупівель.

(G) Додаток G – Принципи Плану виведення з експлуатації.

(H) Додаток H – Гарантійна угода.

(I) Додаток I – Компенсаційні витрати, які понесені до Дати набуття чинності.

(J) Додаток J – Стандарти та практики.

(K) Додаток K – Відомості про Етап геологічного вивчення та Етап пілотної і промислової розробки.

(L) Додаток L – Декларація Належних часток та Підтверджуючі повідомлення.

(M) Додаток M – Розділ 31.1(F)(5).

(N) Додаток N – Категорія інжинірингу та геотехнічних досліджень.

(O) Додаток O – Вибір/Заяви щодо податків США.

(P) Додаток P – Тендер щодо проведення екологічного моніторингу.

1.4 Сторони підтверджують, що з питань, передбачених Законом про УРП та Податковим кодексом України Сторони мають можливість погоджувати права, обов'язки, порядок та інші положення, які можуть встановлювати особливості здійснення Операцій з вуглеводнями, таким чином, як вони вважатимуть це за доцільне.

Таким чином, умови Угоди з вищезазначених питань визначаються виключно цією Угодою. В інших випадках дія Законодавства України поширюється на здійснення Операцій з вуглеводнями відповідно до цієї Угоди.

2. ПРЕДМЕТ УГОДИ

2.1 Відповідно до цієї Угоди Держава доручає Інвесторам здійснювати пошук, розвідку та видобування Вуглеводнів в межах Договірної ділянки та виконувати всі роботи у зв'язку з цією Угодою, в тому числі, але без обмеження, продаж та реалізацію Вуглеводнів у відповідності з умовами цієї Угоди, а Інвестори зобов'язуються виконувати такі роботи за свій власний рахунок та на свій власний ризик відповідно до умов цієї Угоди, з подальшим відшкодуванням їхніх Компенсаційних витрат за рахунок Компенсаційних вуглеводнів, як зазначається у Розділі 25, та отриманням винагороди у вигляді частини Прибуткових вуглеводнів, як зазначається у Розділі 26.

Метою цієї Угоди є визначення взаємних прав та обов'язків Сторін, а також умов, відповідно до яких Інвестори повинні здійснювати всі Операції з вуглеводнями.

2.2 Держава: (i) забезпечує, заявляє та запевняє Інвесторів, що вона не вчиняла жодних дій та утримувалася від вчинення будь-яких дій, які могли б призвести до припинення чи призупинення цієї Угоди, Спеціального дозволу, будь-якого Дозволу, який повинен бути наданий для здійснення Операцій з вуглеводнями або відповідно до цієї Угоди; та (ii) зобов'язується, що вона без підстав, передбачених Законодавством України, не буде вчиняти та буде утримуватися від вчинення з порушенням Законодавства України та умов цієї Угоди будь-яких дій, що можуть призвести до припинення чи призупинення цієї Угоди, Спеціального дозволу, будь-якого Дозволу, який повинен бути наданий для здійснення Операцій з вуглеводнями або відповідно до цієї Угоди. Жодне положення цього Розділу не впливає на права та обов'язки Сторін передбачені у Розділі 41.

2.3 Оператор повинен здійснювати всі Операції з вуглеводнями в межах Договірної ділянки відповідно до цієї Угоди, Законодавства України і Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості, в тому числі наступні операції:

(A) Використання усіх технічних, людських та матеріальних ресурсів, які є обґрунтовано необхідними для виконання Операцій з вуглеводнями.

(B) Використання усіх належних технологій управління та адміністрування для виконання Операцій з вуглеводнями згідно з цією Угодою.

2.4 Для здійснення Операцій з вуглеводнями в порядку, визначеному цією Угодою та Законодавством України, Оператор та Інвестори мають право:

(A) доступу до здійснення діяльності в межах Договірної ділянки, а також будь-яких об'єктів, пов'язаних з Операціями з вуглеводнями, незалежно від місця їхнього розташування, в тому числі право на здійснення дій, що спрямовані на забезпечення безпеки Об'єктів в межах та поза межами Договірної ділянки;

(B) використовувати інфраструктуру загального користування, в тому числі, але не обмежуючись цим, комунікації, дороги, залізниці, порти та аеропорти в межах Договірної ділянки та поза межами Договірної ділянки, для будівництва,

встановлення, технічного обслуговування, експлуатації та демонтажу трубопроводів та інших об'єктів, необхідних для здійснення Операцій з вуглеводнями, за умови сплати комісій, мита та інших платежів та зборів, сплата яких вимагається і всі з яких сплачуються на недискримінаційній основі, що вважатимуться Компенсаційними витратами, і мають бути відшкодовані Інвесторами відповідно до положень Розділу 25;

(C) використовувати пісок, камінь, ґрунтову воду, непридатну для пиття або комунального використання, пластову воду багаторазового використання та будь-які інші природні ресурси для здійснення Операцій з вуглеводнями (у тому числі будь-яку воду, необхідну для здійснення Операцій з вуглеводнями, на підставі відповідних Дозволів), що знаходяться в межах та поза межами Договірної ділянки, для здійснення Операцій з вуглеводнями;

(D) використовувати електроенергію, що є доступною в межах та поза межами Договірної ділянки, для здійснення Операцій з вуглеводнями;

(E) використовувати кваліфікований іноземний та місцевий персонал та/або Підрядників, необхідних для здійснення Операцій з вуглеводнями відповідно до положень Розділів 22 і 23;

(F) ввозити на митну територію або вивозити з митної території України будь-які Обладнання та матеріали або Послуги, необхідні для здійснення Операцій з вуглеводнями; та

(G) використовувати належні Державі земельні ділянки та об'єкти нерухомого майна, що на них розміщені, які необхідні для виконання цієї Угоди відповідно до Розділу 16.1.

2.5 Інвестори зобов'язані забезпечити фінансування Операцій з вуглеводнями відповідно до цієї Угоди. Будь-яке таке фінансування є Неоподатковуваною операцією. При цьому, протягом періоду виконання Зобов'язання з геологічного вивчення Шеврон забезпечує 100% фінансування всіх витрат (які не включають адміністративні витрати (витрати на утримання) Надра Олеської або її правонаступників) для виконання Програми робіт і бюджету геологічного вивчення, в тому числі витрат стосовно ПДВ і страхування, як передбачено цією Угодою, та за умови, що Шеврон матиме право на отримання відшкодування усіх таких витрат до повного відшкодовування таких витрат на виконання Зобов'язання з геологічного вивчення через механізм Компенсації витрат перш ніж будь-який інший Інвестор отримає будь-яку Компенсацію витрат відповідно до такого механізму.

2.6 Станом на Дату набуття чинності Інвестори мають наступні Частки участі в правах та обов'язках Інвестора згідно з цією Угодою (надалі – "**Частки участі**"):

Інвестор	Частка участі
Шеврон	50%
Надра Олеська	50%

2.7 Частина Видобутих вуглеводнів, на яку кожна із Сторін має право (у вигляді Компенсаційних вуглеводнів та/або Прибуткових вуглеводнів, залежно від випадку), визначається відповідно до умов цієї Угоди, Процедури обліку та Операційного договору (надалі – "**Належна частка**"), з урахуванням, з-поміж іншого, наступного:

(A) право на Компенсаційні вуглеводні до моменту повного відшкодування витрат за Зобов'язанням з геологічного вивчення через механізм Компенсації витрат матиме виключно Шеврон; та

(B) Інвестор, який не діє на власний ризик, не матиме права на Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні, видобуті в результаті Операцій, які здійснюються на власний ризик, з урахуванням умов Операційного договору.

2.8 Держава має забезпечити видачу Спеціального дозволу Інвесторам відповідно до форми, зазначеної в Додатку C, та в порядку, передбаченому в Додатку D. Шеврон сплачує _____ Доларів США або еквівалент в гривнях в якості разової повної та остаточної плати за видачу Спеціального дозволу, яка має бути зарахована в рахунок виконання Зобов'язання з геологічного вивчення. Будь-які зміни до або переоформлення Спеціального дозволу, в тому числі внаслідок відступлення прав за цією Угодою, не призводитимуть до виникнення будь-яких податкових зобов'язань та не вимагатимуть сплати будь-якого збору чи іншої плати. Ця Угода замінює собою угоду про умови користування надрами для цілей видачі Спеціального дозволу. Спеціальний дозвіл може бути змінений або припинений лише в порядку, передбаченому в Додатку D.

2.9 Держава забезпечує, щоб відповідні власники та/або розпорядники Даних щодо Договірної ділянки надали на підставі окремих договорів, укладених між власниками та/або розпорядниками і Оператором, Дані щодо Договірної ділянки, які підготовлені для передачі на Дату набуття чинності, протягом 10 (десяти) днів з Дати набуття чинності, та надасть решту Даних щодо Договірної ділянки протягом 30 (тридцяти) днів з Дати набуття чинності. В якості винагороди за такі дані Оператор сплачує загальну суму у розмірі 2 000 000 (двох мільйонів) Доларів США або еквівалент в гривнях, яка розподіляється між відповідними власниками та/або розпорядниками, після отримання Оператором Даних щодо Договірної ділянки за кожним відповідним окремим договором. Такі платежі є виключною та повною компенсацією за Дані щодо Договірної ділянки, що були надані Оператору, мають бути зараховані в рахунок виконання Зобов'язання з геологічного вивчення, включатимуться до Компенсаційних витрат, і підлягатимуть відшкодуванню відповідно до положень Розділу 25. Держава забезпечує надання дозволу на експорт (висновок щодо можливості експорту), який би дозволив здійснити експорт Даних щодо Договірної ділянки протягом 10 (десяти) днів з дати отримання і оплати Оператором будь-яких Даних щодо Договірної ділянки.

2.10 Незважаючи на посилання на Афілійованих осіб Оператора у цій Угоді, Афілійовані особи Оператора не матимуть статусу Інвестора за цією Угодою.

2.11 Ця Угода не створює та не повинна вважатися такою, що створює, партнерства чи будь-якої іншої форми договірного об'єднання між Сторонами цієї Угоди.

3. ДОГОВІРНА ДІЛЯНКА

3.1 Відповідно до Постанови Кабінету Міністрів України від 30 листопада 2011 року № 1297 "Про проведення конкурсу на укладення угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська" (надалі – "**Постанова 1297**"), площа Договірної ділянки становить 6 324 км^2 (шість тисяч триста двадцять чотири квадратних кілометра), як детально описано та позначено географічними координатами та картою, що додаються у вигляді Додатка A.

3.2 Держава шляхом укладення цієї Угоди підтверджує географічні координати Договірної ділянки, зазначені в Додатку A.

3.3 Договірна ділянка включає всі осадові поклади, що залягають в межах її периметра та обмежена за глибиною (i) 10 000 (десятьма тисячами) метрів від поверхні, або (ii) геологічним фундаментом, залежно від того, що досягається раніше.

3.4 Договірна ділянка надається Інвесторам в цілях здійснення Операцій з вуглеводнями. Умовою надання Договірної ділянки є укладення цієї Угоди, та таке надання підтверджується видачею Інвесторам Спеціального дозволу. Загальна площа Договірної ділянки може бути змінена виключно у порядку, встановленому положеннями цієї Угоди.

3.5 Тією мірою, якою здійснення Операцій з вуглеводнями істотно і негативним чином впливає на діяльність будь-яких третіх осіб-надрокористувачів, які мають спеціальні дозволи на користування іншими видами корисних копалин та/або гірничі відводи, що знаходяться в межах Договірної ділянки, застосовуватимуться положення Розділу 16.1.

4. ОПЕРАЦІЙНИЙ ДОГОВІР

4.1 Держава схвалює наступні принципи для Операційного договору:

(A) Інвестори призначають Шеврон в якості Оператора відповідно до умов Конкурсу.

(B) Оператор представляє Інвесторів у відносинах з Державою.

(C) Відносно податків:

(1) Відповідальним за здійснення функцій адміністрування податків та виконання обов'язків, передбачених Розділом 31, є виключно Оператор.

(2) Кожен Інвестор протягом усього Строку має сплачувати свою частку Податку на прибуток, Плати за користування надрами і, якщо застосовується, інші Податки України, а також частку вхідного ПДВ, що підлягає сплаті з урахуванням положень Розділу 4.1(E), у тому числі стосовно Операцій, що здійснюються на власний ризик, а також будь-які нарахування, що відносяться до таких податків згідно з Операційним договором.

(3) У випадку виникнення Простроченого грошового зобов'язання Держави Оператор приймає всі необхідні рішення за цією Угодою на власний розсуд.

(4) Інвестори погодять в Операційному договорі розподіл податкового кредиту з ПДВ, бюджетного відшкодування ПДВ, Податкових витрат, а також будь-яких інших податкових вигод, за умови, що по відношенню до витрат та видатків, здійснених для виконання:

(a) Сукупної вартості ПРБ геологічного вивчення в доларах США такі вигоди повинні розподілятися на користь Шеврону, поки такі вигоди не будуть повністю погашені, відшкодовані або використані, до того як будь-який інший Інвестор отримає право на будь-які такі вигоди; та

(b) Операції, що здійснюється на власний ризик, такі вигоди розподілятимуться на користь Інвестора, що діє на власний ризик.

(D) Оператор здійснює Операції з вуглеводнями, передбачені Операційним договором та цією Угодою.

(E) Протягом періоду виконання Зобов'язання з геологічного вивчення, Шеврон забезпечує 100% фінансування всіх витрат (які не включають адміністративні витрати (витрати на утримання) Надра Олеської або її правонаступників) для виконання Програми робіт і бюджету геологічного вивчення, в тому числі витрат стосовно ПДВ і страхування, як передбачено цією Угодою, та за умови, що Шеврон матиме право на отримання відшкодування усіх таких витрат до повного відшкодовування таких витрат на виконання Зобов'язання з геологічного вивчення через механізм Компенсації витрат перш ніж будь-який інший Інвестор отримає будь-яку Компенсацію витрат відповідно до такого механізму.

(F) Операції з вуглеводнями будуть фінансуватися на підставі платіжних вимог, що надсилаються Оператором кожному Інвестору, за винятком фінансування протягом Етапу геологічного вивчення, яке повинно здійснюватися виключно Шевроном. Для фінансування Операцій з вуглеводнями кожен Інвестор має право залучати грошові кошти із зовнішніх джерел фінансування, як від своїх Афілійованих осіб, так і від будь-яких третіх осіб. Жодний Інвестор не зобов'язаний залучати фінансування разом з іншим Інвестором або надавати допомогу в отриманні іншим Інвестором боргового фінансування або фінансування шляхом залучення коштів до статутного капіталу (шляхом надання гарантій або іншим чином).

(G) Протягом Етапу геологічного вивчення Шеврон зобов'язаний виконувати функції Оператора, якщо тільки він не відмовиться від цієї Угоди.

(H) Шеврон має право відмовитися від Операційного договору одночасно з відмовою від цієї Угоди (i) протягом Етапу геологічного вивчення, з урахуванням Розділу 11.3, (ii) а після цього Шеврон має право відмовитися від Операційного договору, якщо Шеврон визначить, на власний розсуд, що подальші Операції з вуглеводнями є економічно невигідними у зв'язку з тим, що комерційна доцільність продовження Операцій з вуглеводнями не відповідає Належній міжнародній практиці в нафтогазовій галузі, (iii) якщо після визначення комерційної доцільності, яке не було змінене в результаті наступних змін економічних умов, Інвестори витратили 3 200 000 000 Доларів США на Операції з вуглеводнями, або (iv) в інших випадках, передбачених цією Угодою.

(I) Операційний комітет повинен схвалити Програми робіт і бюджети пілотної розробки і промислової розробки, Генеральні річні плани робіт і бюджети, а також усі інші Пропозиції, що повинні подаватися на затвердження Державному уповноваженому органу.

(J) Сторони мають право здійснювати "**Операції, які здійснюються на власний ризик**", у випадку невиконання зобов'язань Інвестором з урахуванням положень Розділу 4.1(E) ("**Невиконання зобов'язань**") (i) під час Етапу геологічного вивчення, якщо такий випадок Невиконання зобов'язань не було виправлено протягом 180 (ста вісімдесяти) днів або, залежно від обставин, до закінчення Етапу геологічного вивчення, (ii) за Програмою робіт і бюджетом пілотної розробки, якщо такий випадок Невиконання зобов'язань не було виправлено протягом 180 (ста вісімдесяти) днів та (iii) за Програмою робіт і бюджетом промислової розробки, якщо такий випадок Невиконання зобов'язань не було виправлено протягом 1 (одного) року. Крім цього, Операції,

які здійснюються на власний ризик, відповідно до ПРБ можуть здійснюватися у випадку, коли Інвестор(-и) не зможуть погодити його (їх) участь у Програмі робіт і бюджеті пілотної розробки та Програмі робіт і бюджеті промислової розробки після затвердження відповідної Програми робіт і бюджету пілотної розробки або Програми робіт і бюджету промислової розробки Державним уповноваженим органом. Сторона, яка здійснює Операції, які здійснюються на власний ризик, вважатиметься **"Інвестором, який діє на власний ризик"**, а **"Сторона, яка не виконує зобов'язання"**, вважатиметься **"Інвестором, який не діє на власний ризик"**. Сторона, яка не виконує зобов'язання, не матиме права брати участь в подальших Операціях з вуглеводнями у випадку, зазначеному в пункті (i) вище, брати участь в будь-яких Операціях з пілотної розробки на окремій Ділянці пілотної розробки у випадку, зазначеному в пункті (ii) вище, або брати участь в будь-яких подальших Операціях з промислової розробки на окремій Ділянці промислової розробки у випадку, зазначеному в пункті (iii) вище. Крім цього, жодна Сторона не матиме права брати участь в Операціях, які здійснюються на власний ризик, на Договірній ділянці, на яку поширюється конкретна ПРБ, яку така Сторона не погодила. Будь-які Компенсаційні витрати, які здійснені Інвестором, який діє на власний ризик, у зв'язку із Операціями, які здійснюються на власний ризик, здійснюватимуться винятково за рахунок Інвестора, який діє на власний ризик, та зараховуватимуться до невідшкодованих Компенсаційних витрат такої Сторони. Під час Невиконання зобов'язань, яке не було виправлене, права Сторони, яка не виконує зобов'язань, можуть бути призупинені, залежно від обставин, в тому числі право брати участь в засіданнях Операційного комітету або будь-якого підкомітету, мати доступ до відповідних даних чи інформації, отримувати свою частку доходів від реалізації Вуглеводнів, відступати свою частку участі або реалізовувати свої переважні права або отримувати будь-які платежі іншим чином належні до сплати такій Стороні пропорційно до її частки участі. Незважаючи на вищезазначене, протягом існування випадку Невиконання зобов'язань Надра Олеська матиме право двічі здійснити передачу (продаж, відступлення або відчуження іншим чином) своєї частки у цій Угоді та Операційному договорі відповідно до положень цієї Угоди.

(K) Укладення контрактів здійснюватиметься Оператором на основі Процедури укладення контрактів і закупівель, яка міститься у Додатку F. Інвестор, який не є Оператором, має право брати участь в процедурах закупівель та укладення контрактів відповідно до Додатку F.

(L) Коли Угода посилається на будь-яке рішення, яке має прийматись Інвесторами, таке рішення прийматиметься в порядку, визначеному в Операційному договорі.

(M) Положення стосовно відступлення і зміни контролю в Операційному договорі мають бути по суті такими ж, як у цій Угоді.

(N) Сторони укладуть угоду для встановлення процедур, правил та порядку подання заявок на відбір, визначення графіків та отримання поставок Видобутих вуглеводнів з Договірної ділянки та угоду про балансування вуглеводнів для врегулювання будь-яких дисбалансів внаслідок нездійснення Інвестором відбору Належної частки Видобутих вуглеводнів протягом 12 (дванадцяти) Місяців після укладення Операційного договору.

(O) У випадку розбіжностей між положеннями цієї Угоди та Операційного договору, положення цієї Угоди матимуть переважну силу.

5. ОПЕРАТОР

5.1 Відповідно до Конкурсу та цієї Угоди Інвестори призначають Шеврон для виконання функцій Оператора з метою здійснення Операцій з вуглеводнями, а Держава погоджується з таким призначенням.

5.2 У випадку виникнення будь-якої із нижчезазначених обставин Держава може вимагати від Інвесторів призначити іншу особу в якості Оператора у найкоротший обґрунтовано можливий строк:

(A) якщо компетентним судом було прийнято належним чином розпорядження про підтвердження банкрутства, ліквідації або припинення діяльності, що були ініційовані Оператором;

(B) якщо Оператор припиняє проведення практично всієї діяльності за цією Угодою; або

(C) якщо Оператор відмовляється від виконання своїх обов'язків або відмовляється від Операційного договору відповідно до умов цієї Угоди.

6. СТРОК УГОДИ

Строк дії цієї Угоди становить 50 (п'ятдесят) років з Дати набуття чинності, якщо тільки її дія не припиняється достроково відповідно до цієї Угоди та з урахуванням будь-якого продовження строку дії (надалі – "**Строк**"). На запит Інвесторів та за умови схвалення КМУ, в наданні якого не повинно бути необґрунтовано відмовлено, якщо Інвестори виконають свої зобов'язання за цією Угодою, Строк буде продовжений шляхом укладення додаткової угоди. Якщо Сторони не домовляться про інше, будь-яке продовження згідно з цим Розділом 6 відбуватиметься на таких самих умовах, які існували безпосередньо до такого продовження. Одночасно з підписанням такої додаткової угоди:

(A) дія Спеціального дозволу має бути продовжена на строк, на який продовжується дія цієї Угоди; та

(B) дія Дозволів має бути продовжена в порядку, передбаченому Законодавством України.

7. ЕТАП ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ ТА ЕТАП ПІЛОТНОЇ І ПРОМИСЛОВОЇ РОЗРОБКИ

7.1 Ця Угода охоплює (i) Етап геологічного вивчення, та (ii) Етап пілотної і промислової розробки, протягом якого можуть здійснюватися одночасно декілька Операцій з пілотної розробки та Операцій з промислової розробки.

7.2 "**Етапом геологічного вивчення**" є період, який розпочинається з початком Операцій з геологічного вивчення відповідно до Розділу 11.1 та закінчується через 5 (п'ять) років після такого початку, якщо тільки він не продовжений за погодженням з Державним уповноваженим органом згідно з цим Розділом 7.2, Розділом 12.3, а також в порядку, передбаченому Розділом 38.2. Протягом Етапу геологічного вивчення Інвестори повинні виконувати обов'язки та реалізовувати права, визначені в Розділах 11 та 12. Етап геологічного вивчення може бути продовжений на строк, що дорівнює періоду будь-яких затримок виконання Зобов'язання з геологічного вивчення внаслідок невиконання Державою своїх обов'язків стосовно Дозволів, вказаних у Розділі 18.1(A) – (D), (F) – (H), або внаслідок неможливості Оператора здійснювати Операції з

вуглеводнями, що є безпосереднім наслідком відсутності у Законодавстві України положень стосовно особливостей розробки нетрадиційних вуглеводнів.

7.3 Протягом Етапу геологічного вивчення Шеврон, на свій власний розсуд, має право відмовитися від цієї Угоди відповідно до Розділу 11.3 і Розділу 43.

7.4 Перед закінченням Етапу геологічного вивчення Інвестори, на їхній власний розсуд, приймають рішення щодо переходу до виконання Етапу пілотної і промислової розробки (надалі – "**Етап пілотної і промислової розробки**"). Якщо Інвестори приймають позитивне рішення щодо переходу до виконання такого етапу, Оператор повинен повідомити про це Державний уповноважений орган. Після цього Оператор повинен підготувати Програму робіт і бюджет пілотної розробки (надалі – "**Програма робіт і бюджет пілотної розробки**") для однієї або декількох Ділянок пілотної розробки та надати їх Державному уповноваженому органу для затвердження. Після такого затвердження Державним уповноваженим органом Оператор повинен розпочати дії згідно з Програмою робіт і бюджетом пілотної розробки негайно після початку Етапу пілотної і промислової розробки.

Якщо Інвестори пізніше вирішать розпочати Операції з пілотної розробки на інших ділянках в межах Договірної ділянки, Оператор повинен підготувати та подати додаткові Програм(и) робіт і бюджет(и) пілотної розробки для таких Ділянок пілотної розробки, як і коли він вважатиме за доцільне.

Коли роботи за Програмою робіт і бюджетом пілотної розробки завершені та якщо Інвестори вирішують перейти до здійснення Операцій з промислової розробки на будь-якій Ділянці (Ділянках) пілотної розробки, Оператор повинен підготувати та надати Програм(и) робіт і бюджет(и) промислової розробки на затвердження Державним уповноваженим органом. Якщо Інвестори вирішують перейти до додаткових Програм робіт і бюджетів промислової розробки, Оператор може підготувати та надати додаткові Програми робіт і бюджети промислової розробки на затвердження Державним уповноваженим органом у ході того, як більша кількість ділянок в межах Договірної ділянки стають додатковими Ділянками пілотної розробки протягом всього Строку.

Додаткова дані стосовно Програми робіт і бюджету пілотної розробки, а також Програми робіт і бюджету промислової розробки наводяться у Розділі 12.

7.5 На основі своєї оцінки Операцій з пілотної розробки та початкових Операцій з промислової розробки Інвестори визначать, на їхній власний розсуд, комерційну доцільність використання Договірної ділянки. Оператор повідомить Державний уповноважений орган та іншого Інвестора про висновок в письмовій формі. Якщо Інвестори встановлюють, на їхній власний розсуд, таку комерційну привабливість, очікується, що витрати Інвесторів протягом Етапу пілотної і промислової розробки становитимуть, щонайменше, 3 200 000 000 Доларів, за умови, що Інвестори визначать, на власний розсуд, що відсутні подальші зміни в економічних умовах, що змінюють такий висновок про комерційну привабливість, при цьому такі зміни можуть включати, з-поміж іншого, неотримання податкового кредиту з ПДВ та/або відшкодування ПДВ (у тому числі Простроченого грошового зобов'язання).

8. ПОВЕРНЕННЯ ДОГОВІРНОЇ ДІЛЯНКИ

8.1 Якщо Інвестори вирішують, на їхній власний розсуд, не продовжувати розробку всієї або будь-якої частини Договірної ділянки через те, що здійснення Операцій з вуглеводнями на такій частині Договірної ділянки не є комерційно доцільним,

Оператор повинен повідомити Державі про те, яка частина Договірної ділянки буде повернена Державі.

8.2 Інвестори повинні визначити площу, периметр та місцезнаходження будь-якої частини Договірної ділянки, яка повинна бути повернута. По закінченні екологічних заходів і заходів, які вимагаються Розділом 36.2, Оператор повинен повідомити Державу про їхнє рішення в письмовій формі із зазначенням географічних координат такої ділянки та результатів Екологічного аудиту.

8.3 Відповідна частина Договірної ділянки вважається повернутою Державі одразу після того, як Держава видасть Інвесторам оновлений додаток до Спеціального дозволу, в якому зазначаються змінені географічні координати Договірної ділянки. Після повернення частини Договірної ділянки відповідно до цього Розділу 8, Інвестор не матиме подальших зобов'язань стосовно такої частини Договірної ділянки.

8.4 Держава цим забезпечує, щоб зміни до Спеціального Дозволу та всіх інших Дозволів були внесені протягом 30 (тридцяти) днів після виконання обов'язків Оператором згідно з Розділом 36.2 та Розділом 36.3 з метою відображення зміненої таким чином Договірної ділянки.

9. КЕРІВНИЦТВО ТА ДЕРЖАВНИЙ УПОВНОВАЖЕНИЙ ОРГАН

9.1 Кожна Сторона призначає представника, який буде уповноважений здійснювати представництво такої Сторони і приймати обов'язкові для виконання рішення від її імені, як зазначено в цій Угоді (надалі – "**Представник**").

Представником Інвесторів є Оператор.

Представником Держави є орган виконавчої влади, призначений КМУ, що надалі йменуватиметься в цій Угоді як Державний уповноважений орган. За умови надання письмового повідомлення Інвесторам за 5 (п'ять) днів Держава може замінити Представника.

9.2 Якщо інше прямо не передбачено в цій Угоді, Державний уповноважений орган уповноважується Державою реалізовувати права та виконувати обов'язки Держави за цією Угодою.

Державний уповноважений орган забезпечує надання всіх погоджень, схвалень або рішень, які вимагаються від Державного уповноваженого органу (надалі – "**Державні погодження**") по відношенню до всіх пропозицій, подань та інших питань, що стосуються Операцій з вуглеводнями (надалі – "**Пропозиції**"), які Оператор робить або подає Державному уповноваженому органу за цією Угодою.

9.3 На запит Оператора Державний уповноважений орган повинен сприяти Оператору в здійсненні Операцій з вуглеводнями та допомагати із поданням питань на розгляд Державі, органам місцевого самоврядування та іншим організаціям та установам та організації зустрічі з ними, в тому числі сприяти Оператору у поданні документів для отримання Дозволів, та іншим чином сприяти в координуванні взаємодії із Державою, органами місцевого самоврядування, організаціями та установами, у кожному випадку, якщо це є необхідним для ефективного та своєчасного здійснення Операцій з вуглеводнями.

9.4 Оператор готує та подає Пропозиції Державному уповноваженому органу стосовно питань, що зазначені в Розділі 9.11.

За зверненням Оператора, Державний уповноважений орган проводить зустріч з Оператором з метою обговорення будь-якої Пропозиції, надання якої Державному уповноваженому органу розглядається Оператором.

9.5 Державний уповноважений орган розглядає і вживає заходів щодо Пропозицій у ході проведення зустрічей між Представниками, як зазначено в Розділі 9.10, або за зверненням Оператора без необхідності проведення зустрічі.

9.6 Державний уповноважений орган погоджує або відхиляє кожну Пропозицію, що стосується Розділів 9.11(B), 9.11(C) та 9.11(F), протягом 90 (дев'яноста) днів з моменту отримання Пропозиції, кожну Пропозицію, що стосується Розділів 9.11(A), (D)-(E), (G)-(I) - протягом 60 (шістдесяти) днів з моменту отримання Пропозиції, а кожну Пропозицію, що стосується Розділів 9.11(J)-(O) - протягом 30 (тридцяти) днів з моменту отримання Пропозиції, в кожному випадку за винятком, коли інше передбачено в цьому Розділі 9 та за винятком, коли інше може бути погоджено між Державним уповноваженим органом та Оператором. Жодна Пропозиція не може бути відхилена без достатніх для цього причин. Державний уповноважений орган погоджує або відхиляє кожну Пропозицію в письмовій формі (далі – "**Рішення**") і надає копію кожного Рішення Оператору. Будь-яке Рішення, яким відхиляється Пропозиція, має супроводжуватися обґрунтованими поясненнями причин її відхилення. Після винесення Державним уповноваженим органом Рішення про затвердження Пропозиції, таке Рішення буде підставою для здійснення відповідних дій за цією Угодою та Оператор діятиме відповідно до будь-якого такого Рішення згідно з цією Угодою.

9.7 Якщо після розгляду Пропозиції Державний уповноважений Орган попередньо визначає, що він відхилить Пропозицію, він повинен повідомити Оператора про свій намір не пізніше 45 (сорока п'яти) днів до спливу строку для розгляду кожної Пропозиції, яка стосується Розділів 9.11(B), 9.11(C) і 9.11(F), не пізніше 20 (двадцяти) днів до спливу строку для розгляду кожного Пропозиції, яка стосується Розділів 9.11(A), (D)-(E), (G)-(I) і не пізніше 10 (десяти) днів до спливу строку для розгляду кожної Пропозиції, яка стосується Розділів 9.11(J)-(O) та до прийняття Рішення провести обґрунтоване обговорення з Оператором з тим, щоб Державне погодження могло бути надане Державним уповноваженим органом або щодо Пропозиції первинно наданої Оператором, або зміненої Оператором після такого обговорення. На вимогу Оператора такі обговорення повинні включати зустрічі між представниками Вищого керівництва Державного уповноваженого органу та Оператора. Якщо інше не було погоджено між Державним уповноваженим органом та Оператором, Державний уповноважений орган приймає Рішення стосовно будь-якої Пропозиції щодо якої Державним уповноваженим органом було повідомлено про свій попередній намір відхилити Пропозицію протягом 60 (шістдесяти) днів з моменту отримання Оператором такого повідомлення, якщо Пропозиція стосується Розділів 9.11(A)-(I), або протягом 30 (тридцять) днів з моменту отримання Оператором такого повідомлення, якщо Пропозиція стосується Розділів 9.11 (J)-(O).

9.8 Державне погодження вважатиметься наданим по відношенню до будь-якої Пропозиції, щодо якої Державний уповноважений орган (i) не надав відповіді, що супроводжується Рішенням, яке відповідає вимогам Розділу 9.6, або (ii) не запропонував зустріч для проведення обговорень із Оператором відповідно до Розділу 9.7 і відхилив Пропозицію.

Оператор протягом 30 (тридцяти) днів після отримання Рішення щодо відхилення Пропозиції може направити Пропозицію Експерту згідно із Розділом 40.8 з метою визначити, чи є Пропозиція такою, що відповідає Законодавству України, положенням цієї Угоди та Належній міжнародній практиці діяльності в нафтогазовій промисловості. Якщо Експерт вважає, що Пропозиція відповідає Законодавству України, положенням цієї Угоди та Належній міжнародній практиці діяльності в нафтогазовій промисловості,

тоді Державний уповноважений орган повинен затвердити таку Пропозицію протягом 5 (п'яти) днів з моменту отримання рішення Експерта. Якщо Державний уповноважений орган не надає Державного погодження стосовно такої Пропозиції протягом такого строку в 5 (п'ять) днів, вважатиметься, що Державний уповноважений орган погодив таку Пропозицію, а Рішення вважатиметься зміненим відповідним чином.

9.9 Проте, якщо Експерт вважає, що Пропозиція не відповідає Законодавству України, цій Угоді і Належній міжнародній практиці діяльності в нафтогазовій промисловості, тоді Оператор може подати нову Пропозицію до Державного уповноваженого органу згідно із Розділом 9.4.

9.10 Державний уповноважений орган та Оператор повинні проводити дві (2) чергові планові зустрічі протягом кожного Календарного року. На першій зустрічі в кожному Календарному році, що проводиться у взаємно погоджений час та в дату, що припадає на березень місяць, Державний уповноважений орган та Оператор зустрічаються з метою вивчення стану здійснення Операцій з вуглеводнями. На другій такій зустрічі, що проводиться у взаємно погоджений час та в дату, що припадає на вересень місяць, мають розглядатися Програми робіт і Бюджети та Генеральні річні плани робіт і бюджети. Незважаючи на викладені вище положення щодо термінів проведення зустрічей, якщо Дата початку припадає на такий день, що не дозволяє Державному уповноваженому органу та Оператору провести 2 (дві) чергові планові зустрічі в першому Календарному році, Державний уповноважений орган та Оператор мають взаємно погодити графік проведення зустрічей протягом першого Календарного року з метою виконання завдань, які мали б бути виконані в ході проведення чергових планових зустрічей в березні та вересні. В ході будь-якої зустрічі Державний уповноважений орган може розглядати будь-які питання або Пропозиції, що були підготовлені Оператором або які можуть бути погоджені Державним уповноваженим органом та Оператором. На доповнення до 2 (двох) необхідних чергових планових зустрічей, Державний уповноважений орган та Оператор можуть проводити зустрічі в будь-який інший взаємно погоджений час та дату.

Представники кожного Інвестора можуть відвідувати ці зустрічі в якості спостерігачів, але Оператор має здійснювати представництво Інвесторів та нести відповідальність за підготовку та подання Пропозиції.

9.11 Враховуючи положення цього Розділу 9, права та повноваження Державного уповноваженого органу включають розгляд, аналіз, надання пропозицій та затвердження Пропозицій, поданих Оператором стосовно наступних питань:

(A) будь-яка Програма робіт і бюджет пілотної розробки;

(B) будь-яка Програма робіт і бюджет промислової розробки;

(C) будь-який Генеральний річний план робіт і бюджет;

(D) істотні зміни будь-якої Програми робіт і бюджету геологічного вивчення;

(E) істотні зміни будь-якої Програми робіт і бюджету пілотної розробки;

(F) істотні зміни будь-якої Програми робіт і бюджету промислової розробки;

(G) істотні зміни будь-якого Генерального річного плану робіт і бюджету;

(H) будь-який запропонований проект щодо інфраструктури для експорту Вуглеводнів або запропонований проекту щодо трубопроводу, або будь-які

істотні зміни до таких проектів, що подаються Оператором відповідно до Розділу 32.4;

(I) План виведення з експлуатації відповідно до Додатку G та істотні зміни до нього;

(J) врегулювання будь-якого судового спору або претензій, сума яких перевищує 25 000 000 Доларів США та які виникають внаслідок Операцій з вуглеводнями за винятком випадку, передбаченого Розділом 31.1(C)(19);

(K) будь-які витрати на суму, що на 5% (п'ять відсотків) перевищує витрати, передбачені будь-яким Бюджетом, враховуючи положення Розділу 12.4 і Розділу 12.5;

(L) публічного розголошення конфіденційної інформації, за винятком випадків, що передбачені в Розділі 35;

(M) програма страхування, передбачена Розділом 34.2, та будь-які істотні зміни до неї;

(N) будь-які питання, які підлягають затвердженню Державним уповноваженим органом відповідно до Операційного договору; та

(O) такі інші питання, що стосуються Операцій з вуглеводнями, які (i) можуть бути направлені до Державного уповноваженого органу Оператором або (ii) які іншим чином підлягають передачі на розгляд до Державного уповноваженого органу згідно із цією Угодою;

проте за умови, що Державний уповноважений орган (i) не повинен здійснювати будь-яких дій, що суперечать цій Угоді, (ii) не має повноважень вносити зміни до цієї Угоди, й (iii) забезпечує обґрунтованість та доцільність своїх Рішень.

9.12 Зустрічі Державного уповноваженого органу та Оператора повинні проводитись в Україні, або в офісі Державного уповноваженого органу, або в офісі Оператора, або в будь-якому іншому місці, узгодженому між Державним уповноваженим органом та Оператором.

9.13 Будь-які витрати та видатки, понесені Оператором та Інвесторами у зв'язку з проведенням зустрічей з Державним уповноваженим органом, повинні вважатися Компенсаційними витратами та повинні відшкодовуватися Інвесторам відповідно до положень Розділу 25.

10. ГАРАНТІЯ

10.1 У зв'язку з Конкурсом Корпорація Шеврон [Chevron Corporation] надала Державі гарантію, яка покриває витрати на виконання Зобов'язання з геологічного вивчення, і така гарантія додається у вигляді Додатку H. Держава зобов'язується не вимагати жодної додаткової гарантії від Корпорації Шеврон [Chevron Corporation], її Афілійованих осіб чи Оператора за цією Угодою. Після виконанням Державою всіх Умов початку щодо Держави Корпорація Шеврон [Chevron Corporation] надасть повідомлення Державному уповноваженому органу, що підтверджує чинність гарантії, копія якої додається у якості Додатку H.

11. ЗОБОВ'ЯЗАННЯ ПРОТЯГОМ ЕТАПУ ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ

11.1 Оператор повинен розпочати Операції з геологічного вивчення в Дату початку, враховуючи положення Розділу 36.5.

11.2 Протягом Етапу геологічного вивчення Оператор повинен виконувати наступні види робіт:

(A) Виконати двомірне сейсмічне дослідження сукупною довжиною 1 500 (одна тисяча п'ятсот) кілометрів в межах Договірної ділянки, обробити та інтерпретувати результати.

(B) Буріння 13 (тринадцяти) Розвідувальних свердловин, що включають 8 (вісім) вертикальних свердловин зі звичайним керном та 5 (п'ять) горизонтальних бокових свердловин з багатоступеневим гідравлічним розривом. Для буріння 5 (п'яти) горизонтальних бокових свердловин повинні використовуватися, в разі необхідності, початкові 8 (вісім) вертикальних свердловин. Передбачається, що основним стратиграфічним об'єктом дослідження для усіх Розвідувальних свердловин є морський глинистий сланець нижнього силуру, що знаходиться на глибині 2 000 (дві тисячі) метрів та нижче від земної поверхні.

(C) Зібрати геологічні дані, дані щодо буріння, підготовки до видобутку та видобутку з 13 (тринадцяти) Розвідувальних свердловин та надати типові зразки таких даних Державній службі геології та надр та/або Державній комісії України по запасах корисних копалин, причому очікується, що такі дані включатимуть в себе проби, відібрані колонковим бурінням загальноприйнятими методами, та проби, відібрані боковим ґрунтоносом та в ході спуско-підйомних операцій, результати гідравлічного розриву пласта, початкова швидкість дебіту газу та видобутку зі свердловини, визначені Шевроном та його Підрядниками (надалі – "**Дані результатів геологічного вивчення**").

(D) В разі необхідності, будівництво різних виробничих об'єктів, які включають, серед іншого, об'єкти завершення свердловин, гирла свердловин, обв'язку викидного трубопроводу та переробки і компресії газу.

11.3 Вважатиметься, що Шеврон виконав свої зобов'язання щодо Етапу геологічного вивчення, коли він закінчив всі роботи згідно з Розділами 11.2(A) – 11.2(D) та надав Дані результатів геологічного вивчення (надалі – "**Зобов'язання з геологічного вивчення**"). Якщо Шеврон приймає рішення про припинення цієї Угоди до завершення виконання Етапу геологічного вивчення, Шеврон сплачує Державі або на Спільний обліковий рахунок (в залежності від випадку) відповідно до Розділу 43 будь-які невитрачені грошові кошти, передбачені Сукупною вартістю ПРБ геологічного вивчення в розмірі 350 000 000 Доларів США, за мінусом суми будь-якого несплаченого бюджетного відшкодування ПДВ, включаючи будь-яке Прострочене грошове зобов'язання, яке має бути сплачено відповідно до Розділу 43.1. Всі витрати Шеврона на здійснення Операцій з геологічного вивчення повинні вважатися Компенсаційними витратами, за винятком Витрат, що не підлягають компенсації, як передбачено в цій Угоді та Процедурі обліку, та повинні компенсуватися Шеврону відповідно до положень Розділу 25. Шеврон повинен отримувати відшкодування всіх таких витрат, поки витрати на виконання Зобов'язання з геологічного вивчення не будуть погашені в повному обсязі через Компенсацію витрат, до моменту отримання будь-яким іншим Інвестором будь-якої Компенсації витрат за цією Угодою.

11.4 З урахуванням обмежень, визначених у Розділі 3.3, кожна Розвідувальна свердловина повинна бути пробурена на глибину, запропоновану Оператором, окрім випадків, коли:

(A) продуктивний пласт зустрічається на глибині, меншій від передбачуваної спочатку;

(B) геологічний фундамент досягається на глибині, меншій від передбачуваної спочатку;

(C) продовження буріння відповідної Розвідувальної свердловини становить небезпеку, зважаючи на наявність незвичайних або непередбачуваних умов;

(D) виникають технічні проблеми, які роблять практично неможливим продовження буріння, використовуючи стандартне обладнання відповідно до Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості; або

(E) продуктивний пласт відсутній через ерозію або відсутність покладів.

11.5 Якщо буріння припиняється з будь-якої із вищезазначених причин, Розвідувальна свердловина повинна вважатися пробуреною на глибину, запропоновану Інвестором у Програмі робіт і бюджеті геологічного вивчення.

12. ПРОГРАМИ РОБІТ І БЮДЖЕТИ ТА ГЕНЕРАЛЬНІ РІЧНІ ПЛАНИ РОБІТ І БЮДЖЕТИ

12.1 Починаючи з 24 травня 2012 року до 31 березня 2013 року, на виконані роботи Шевроном було витрачено 2 714 487 Доларів США Компенсаційних витрат, що детально зазначені в Додатку І. Всі такі витрати, разом з будь-якими додатковими Компенсаційними витратами, що були понесені Шевроном з 1 квітня 2013 року, зараховуються у рахунок виконання Зобов'язання з геологічного вивчення і визнаються Компенсаційними витратами за умови, що вони належним чином задокументовані згідно з Процедурою обліку (за винятком Витрат, що не підлягають компенсації, як передбачено в цій Угоді та Процедурі обліку) та безпосередньо пов'язані з виконанням Зобов'язання з геологічного вивчення, що були понесені Шевроном станом на Дату набуття чинності відповідно до положень Розділу 25.

12.2 Програма робіт та бюджет геологічного вивчення зазначаються в нижченаведеній таблиці.

Категорія Програми робіт та бюджету геологічного вивчення / Вартість (млн. Доларів США)	**Період до початку робіт**	**Рік1***	**Рік2***	**Рік3***	**Рік4***	**Рік5***	**Загалом**
Вертикальні свердловини	-	-	45	55	20	-	**120**
Горизонтальні бокові свердловини з багатоступеневим гідравлічним розривом	-	-	-	30	45	-	**75**

Сейсмічні дослідження	-	15	15	-	-	-	**30**
Інжиніринг та геотехнічні дослідження	12	12	15	15	11	10	**75**
Виробничі об'єкти	-	-	-	20	25	5	**50**
ЗАГАЛОМ	**12**	**27**	**75**	**120**	**101**	**15**	**350**

* Роки з 1 по 5 представляють періоди 12 (дванадцяти) Місяців з Дати початку.

"Сукупна вартість ПРБ геологічного вивчення в доларах США" в розмірі 350 000 000 Доларів США (без урахування ПДВ) включає будь-які витрати та видатки для здійснення Операцій з геологічного вивчення. Категорія Інжинірингу та геотехнічних досліджень включатиме витрати на Спеціальний дозвіл, Дані щодо Договірної ділянки та інші загальні та адміністративні витрати, в тому числі, але без обмеження, Адміністративні витрати, як визначено в Процедурі обліку. Категорія Інжинірингу та геотехнічних досліджень більш детально описана в Додатку N.

З урахуванням можливості Оператора отримати Дозволи, наявності Обладнання та матеріалів, результатів Екологічних досліджень, доступу та наявності інфраструктури, результатів діяльності з буріння та випробування свердловин та подібних критеріїв, з метою відображення змінених обставин Оператор може коригувати витрати між категоріями, коригувати суму бюджету, що мають бути витрачені у кожному конкретному році, а також коригувати кількість вертикальних та/або горизонтальних свердловин за умови, що загальна кількість свердловин буде 13 (тринадцять) і Сукупна вартість ПРБ геологічного вивчення в доларах США в розмірі 350 000 000 Доларів США (без урахування ПДВ) не буде перевищена. Щонайменше двічі на Календарний рік або частіше, якщо це вимагається Державним уповноваженим органом Оператор повинен підготувати та надати Державному уповноваженому органу для інформаційних цілей (i) звіт про проведені роботи під час виконання Зобов'язання з геологічного вивчення та витрати, понесені за Програмою робіт і бюджетом геологічного вивчення з моменту надання Державному уповноваженому органу попереднього звіту (за винятком початкового звіту, який має містити дані щодо виконаних робіт і понесених витрат з Дати початку), (ii) прогнозні дані на наступні 12 (дванадцять) Місяців щодо робіт, які мають бути виконані за Зобов'язанням з геологічного вивчення і витрат, що мають бути понесені за Програмою робіт і бюджетом геологічного вивчення, (iii) Екологічні заходи згідно з Розділом 36, а також, у разі необхідності, виведення з експлуатації, зокрема ліквідація та консервація Об'єктів, відновлення та рекультивація земельних ділянок, та (iv) звіт щодо будь-яких Вуглеводнів, що вимірювались і використовувались для Технологічних цілей і втрати, як зазначено у Розділі 13.2. Будь-який Пункт(и) виміру визначатиметься, під час видобування Вуглеводнів протягом здійснення Операцій з геологічного вивчення.

12.3 Якщо Шеврон очікує, що витрати на Операції з геологічного вивчення перевищать Сукупну вартість ПРБ геологічного вивчення в доларах США в розмірі 350 000 000 Доларів США (без урахування ПДВ) до виконання Зобов'язання з геологічного вивчення, Шеврон виключно на власний розсуд може вирішити понести витрати, що перевищать Сукупну вартість ПРБ геологічного вивчення в доларах США в розмірі 350 000 000 Доларів США за умови, що такі додаткові витрати спочатку повинні бути погоджені Державним уповноваженим органом як зміни до Програми робіт та бюджету геологічного вивчення. Оператор повинен підготувати такі зміни до Програми робіт та бюджету геологічного вивчення та надати їх Державному уповноваженому органу на затвердження відповідно до Розділу 9, причому у наданні такого затвердження не може

бути необґрунтовано відмовлено. У складі змін до Програми робіт та бюджету геологічного вивчення або шляхом подання окремої Пропозиції, Оператор має право запропонувати продовження Етапу геологічного вивчення, яке може бути необхідним для виконання Зобов'язання з геологічного вивчення, причому у затвердженні не може бути необґрунтовано відмовлено. Передбачені цим Розділом 12.3 додаткові витрати на завершення виконання Зобов'язання з геологічного вивчення фінансується виключно Шевроном на умовах, передбачених Розділом 2.5.

12.4 Кожна Програма робіт і бюджет пілотної розробки та Програма робіт і бюджет промислової розробки, виражена у Доларах США (на підставі купівельної спроможності Долару у році, в якому готується відповідний Бюджет) відповідно до Процедури обліку, повинна включати наступне, але не обмежуючись цим:

(A) Частину Договірної ділянки, на яку поширюється Програма робіт і бюджет пілотної розробки та Програма робіт і бюджет промислової розробки (надалі – "**Ділянка пілотної розробки**" або "**Ділянка промислової розробки**", залежно від обставин).

(B) Програму робіт і бюджет пілотної розробки на 3 (три) роки для будь-якої Ділянки пілотної розробки або Програму робіт і бюджет промислової розробки на 10 (десять) років для Ділянки промислової розробки, з новою Програмою робіт і бюджетом промислової розробки на 10 (десять) років, що подається після п'ятого року попередньої Програми робіт і бюджету промислової розробки, що покриває роки з 11 (одинадцятого) до 20 (двадцятого), і такий процес повинен повторюватися протягом всього Строку для подальших років до того часу, поки Операції з вуглеводнями продовжують здійснюватися на Ділянці промислової розробки, якої стосується початкова ПРБ. Кожна Програма робіт і бюджет міститиме деталізацію кожної позиції по роках на весь строк дії Бюджету та загальну суму річних витрат, які будуть відноситися на Спільний обліковий рахунок.

(C) Загальна сума відображених у бюджеті витрат на кожен рік буде коригуватися для відображення інфляційних змін порівняно із базовим роком бюджету на підставі індексу ("**Коригування на індекс**").

(1) Таке індексування буде застосовуватися по відношенню до кожної затвердженої Програми робіт і бюджету строком на три (3) роки або Програми робіт і бюджету на десять (10) років.

(2) Коригування на індекс буде додаватися протягом всього строку дії затвердженої Програми робіт і бюджету та буде застосовуватися щорічно як зазначено вище. Незважаючи на вищезазначене Коригування на індекс, складений (доданий) індекс попереднього року буде застосовуватися до передбачених у бюджеті витрат поточного року протягом періодів часу коли складений (доданий) індекс зменшився відносно попереднього року.

(3) Індекс буде композитним індексом, розрахованим шляхом об'єднання 50% (п'ятдесяти) відсотків ваги кожного із таких індексів як (A) Індекс споживчих цін та (B) Індекс спотової ціни нафти марки "Europe Brent" на умовах поставки FOB [Europe Brent Spot Price FOB] ($/барель) ("**Індекс**"). Останні оприлюднені показники індексів (A) та (B) повинні бути зафіксовані на Дату початку та наприкінці кожного Календарного кварталу. На момент затвердження Програми робіт і бюджету пілотної розробки або Програми робіт і бюджету промислової розробки останні

оприлюднені показники індексів (A) та (B) становитимуть базовий рівень Індексу для індексів (A) та (B) для базового Календарного кварталу для цілей визначення індексу для відповідної Програми робіт та бюджету.

(4) Індекс буде розраховуватися щорічно, починаючи з кінця Календарного кварталу, який настане через чотири (4) Календарні квартали після базового Календарного кварталу. Індекс розраховується на підставі змін у показниках індексів (A) та (B) порівняно з базовим показником Індексу для індексів (A) та (B), зі зважуванням кожного з індексів (A) та (B) на 50% (п'ятдесят відсотків).

(a) Індексом споживчих цін є: індекс серії ID CUSR0000SA0, Індекс споживчих цін, всі споживачі міст, із сезонним коригуванням, (1982-84=100), оприлюднений Бюро трудової статистики США. Якщо базова дата змінена з 1982-84=100 на якусь іншу базову дату, то оприлюднений показник повинен бути перерахований по відношенню до базової дати 1982-84=100 для подальшої фіксації як зазначено вище.

(b) Індекс спотової ціни нафти марки "Europe Brent" на умовах поставки FOB [Europe Brent Spot Price FOB], Доларів США за барель, щомісяця, спотові ціни на неочищену нафту та нафтопродукти, вуглеводні та інші речовини, оприлюднений Адміністрацією США з питань інформації в галузі енергетики.

Приклад:

Базовий показник індексу = останній зафіксований показник на момент затвердження ПРБ:

A = 260

B = $100

Показник індексу через чотири Календарні квартали:

A' = 270

B' = $105

Розрахований Індекс =

50% x (A'/A) + 50% x (B'/B) = 50% x (270/260) + 50% x (105/100)= 50% x 1,038462 + 50% x 1,05 = 0,519231 + 0,525= 1,044231

Приклад розрахунку індексу для бюджету на десять (10) років (сорок (40) кварталів):

Календарний квартал	Базовий кален-дарний квартал	+4	+8	+12	+16	+20	+24	+28	+32	+36	+40	Загалом

Індекс споживчих цін (А)	260	270	274	278	271	263	245	255	280	300	290	
Спотова ціна нафти марки "Europe Brent" на умовах поставки FOB	100	105	110	105	90	80	90	120	115	90	80	
Базовий показник індексу для (А)	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	
Поточний показник індексу для (А)	260	270	274	278	271	263	245	255	280	300	290	
Зміна показника (А)	1.00	1.04	1.05	1.07	1.04	1.01	0.94	0.98	1.08	1.15	1.12	

Базовий показник індексу для (В)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Поточний показник індексу для (В)	100	105	110	105	90	80	90	120	115	90	80	
Зміна показника (В)	1.00	1.05	1.10	1.05	0.90	0.80	0.90	1.20	1.15	0.90	0.80	

Розрахо-ваний індекс	1.00	1.04	1.08	1.06	0.97	0.91	0.92	1.09	1.11	1.03	0.96	
Коригу-вання на індекс	1.00	1.04	1.08	1.08	1.08	1.08	1.08	1.09	1.11	1.11	1.11	
Витрати, передба-чені в бюджеті		200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	2000
Скоригo-вані на індекс витрати, передба-чені в бюджеті		209	215	215	215	215	215	218	223	223	223	2172

(D) Опис робіт, які повинні бути виконані, включаючи об'єкти необхідні для надання можливості комерціалізації або використання Вуглеводнів; обґрунтування та загальний підхід до здійснення Операцій з пілотної розробки або Операцій з промислової розробки, залежно від обставин.

(E) Обладнання та матеріали, які необхідно придбати та їх прогнозована вартість; прогнозована вартість послуг, які будуть надані, в тому числі послуги з боку третіх осіб та/або Афілійованих осіб Оператора.

(F) Прогнозовані витрати відповідно до Процедури обліку.

(G) Прогнозовані адміністративні витрати, як визначено у Процедурі обліку, що підлягають розподілу на пропорційній основі між кожною із відповідних Програм робіт і бюджетів пілотної розробки, Програм робіт і бюджетів промислової розробки та Генеральних річних планів робіт і бюджетів за кожний Календарний рік.

12.5 Враховуючи Розділ 12.2(C), Оператор дозволяється нести витрати на Операції з вуглеводнями, які не передбачені бюджетом в затвердженій Програмі робіт і бюджеті, за умови, що сукупна сума таких витрат не повинна перевищувати 5% (п'яти відсотків) затвердженої Програми робіт і бюджету в будь-якому Календарному році або 5% (п'яти відсотків) скоригованої на індекс Програми робіт і бюджету за весь строк Бюджету (надалі – "**Скоригований на індекс базовий рівень**") без необхідності додаткового погодження з Державним уповноваженим органом. Крім цього звіт щодо таких надлишкових витрат повинен якнайшвидше, наскільки це обґрунтовано можливо, надаватися Державному уповноваженому органу. Всі надлишкові витрати повинні вважатися Компенсаційними витратами, за винятком Витрат, що не підлягають компенсації, як передбачено в цій Угоді та Процедурі обліку, та повинні відшкодовуватися Інвесторам відповідно до положень Розділу 25, за умови що будь-які надлишкові видатки, які перевищують обмеження Скоригованого на індекс базового рівня в розмірі 5% (п'яти відсотків), підлягають Компенсації витрат виключно за затвердженням Державним уповноваженим органом, причому у наданні такого затвердження не може бути необґрунтовано відмовлено або його надання затримано.

12.6 Протягом усього Строку Оператор може, на свій власний розсуд, запропонувати додаткові Програми робіт і бюджети, які стосуються різних частин Договірної ділянки.

12.7 В разі виникнення надзвичайних ситуацій та з метою дотримання Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості, Інвестори матимуть можливість нести такі витрати, які вони вважають необхідними для захисту життя, Навколишнього природного середовища або майна або вжиття заходів, які розумно необхідні для усунення наслідків надзвичайних ситуацій. Звіти про такі додаткові витрати повинні надаватися Державному уповноваженому органу для їхнього подальшого затвердження. Державний уповноважений орган не повинен необґрунтовано утримуватися від погодження таких додаткових витрат. Такі додаткові витрати після їх затвердження Державним уповноваженим органом повинні вважатися Компенсаційними витратами, за винятком Витрат, що не підлягають компенсації, як передбачено в цій Угоді та Процедурі обліку, та повинні відшкодовуватися Інвесторам відповідно до положень Розділу 25.

12.8 У випадку істотної зміни економічних умов чи зміни обставин (наприклад, доступність бурових установок, можливість отримання дозволів, попит/пропозиція газу), які вимагають будь-якої зміни порядку здійснення Операцій з вуглеводнями, витрати за будь-якою затвердженою Програмою робіт і бюджетом з урахуванням будь-яких коригувань до неї згідно з Розділом 12.3, можуть коригуватися в сторону збільшення

або зменшення відповідно до таких істотних змін шляхом внесення змін до відповідної Програми робіт і бюджету для затвердження Державним уповноваженим органом згідно з Розділом 9, і у наданні такого затвердження не може бути необґрунтовано відмовлено.

12.9 Будь-який Інвестор, який виконує свої зобов'язання за будь-якою Програмою робіт і бюджетом та відповідно до цієї Угоди, може відмовитися від цієї Угоди шляхом подання повідомлення за 90 (дев'яносто) днів, якщо комерційна доцільність подальших Операцій з вуглеводнями не відповідає належним стандартам оператора, які відповідають Належній міжнародній практиці діяльності в нафтогазовій промисловості. З урахуванням положень Розділу 43, в такому випадку чинність цієї Угоди повинна бути припинена, якщо тільки будь-який Інвестор не має бажання продовжити здійснення Операцій з вуглеводнями за свій рахунок та на свій ризик. Після відмови Інвестора він не матиме жодних подальших зобов'язань за цією Угодою, окрім нарахованих Витрат на виведення з експлуатації, зазначених в Плані виведення з експлуатації, та існуючих зобов'язань щодо охорони Навколишнього природного середовища.

12.10 Кожного Календарного року Етапу пілотної і промислової розробки Оператор повинен підготувати та подати на затвердження Державному уповноваженому органу річний план робіт на наступний рік, що має включати загальні прогнозні капітальні витрати для всіх Програм робіт і бюджетів пілотної розробки та всіх Програм робіт і бюджетів промислової розробки на відповідний рік, а також прогнозовані операційні витрати, в тому числі план забезпечення робочою силою, Навчальний план, витрати, пов'язані із виведенням з експлуатації Об'єктів, свердловин та іншого обладнання залежно від необхідності, витрати на задоволення потреб соціального та промислового розвитку місцевих громад у межах або поблизу Договірної ділянки згідно з Розділом 15.9, витрати на страхування згідно з Розділом 34, витрати на вжиття Екологічних заходів згідно з Розділом 36, обсяги Вуглеводнів для Технологічних цілей і їх втрати, а також будь-які незначні капітальні витрати, що не були до цього включені до затвердженої ПРБ (надалі – "**Генеральний річний план робіт і бюджет**").

12.11 Державний уповноважений орган має затвердити кожен Генеральний річний план робіт і бюджет, якщо він по суті відповідає відповідній ПРБ, що була до цього затверджена згідно з Розділом 9, з урахуванням будь-яких коригувань до неї відповідно до Розділу 12.4 і будь-яких змін, затверджених згідно з Розділом 12.5.

12.12 Коли Оператор подає Генеральний річний план робіт і бюджет на затвердження Державному уповноваженому органу, якщо прогнозні витрати для окремої ПРБ перевищують витрати у відповідній ПРБ, що до цього була затверджена згідно з Розділом 9, з урахуванням коригувань до неї відповідно до Розділу 12.4 та будь-яких змін, затверджених згідно з Розділом 12.5, Оператор має надати детальну інформацію, яка підтверджує перевищення витрат, і Державний уповноважений орган має розглянути таку детальну інформацію щодо конкретної ПРБ під час прийняття рішення стосовно затвердження Генерального річного плану робіт і бюджету. Якщо Державний уповноважений орган затверджує таке перевищення витрат для відповідної ПРБ, така ПРБ підлягає відповідному коригуванню без необхідності додаткового затвердження Державним уповноваженим органом. Якщо державний уповноважений орган не затверджує таке перевищення витрат для відповідної ПРБ, то витрати за конкретною ПРБ підлягають коригуванню для приведення у відповідність із ПРБ, яка була до цього затверджена згідно з Розділом 9, з урахуванням коригувань до неї відповідно до Розділу 12.4 і будь-яких змін, затверджених згідно з Розділом 12.5, і тоді Оператор подає Генеральний річний план робіт і бюджет на затвердження Державному уповноваженому органу, і у такому затвердженні не може бути необґрунтовано відмовлено. Незважаючи на затвердження Державним уповноваженим органом такого

скоригованого Генерального річного плану робіт і бюджету, Оператор може передати частину Генерального річного плану робіт і бюджету, що стосується окремої позиції ПРБ, яка не була затверджена Державним уповноваженим органом, як первісно було запропоновано в Генеральному річному плані робіт і бюджеті, на розгляд Експерта відповідно до Розділу 9.9 і, якщо вона затверджена Експертом, відповідна ПРБ підлягає відповідному коригуванню без необхідності додаткового затвердження Державним уповноваженим органом.

12.13 Будь-які витрати понесені згідно із затвердженими ПРБ та Генеральним річним планом робіт і бюджетом повинні вважатися Компенсаційними витратами, за винятком Витрат, що не підлягають компенсації, що зазначені в Процедурі обліку, та повинні відшкодовуватися Інвесторам відповідно до положень Розділу 25.

13. ТЕХНОЛОГІЧНІ ЦІЛІ ТА ВТРАТИ

13.1 Оператор має право на безкоштовне використання Вуглеводнів, видобутих у межах Договірної ділянки, для Операцій з вуглеводнями до Пункту виміру відповідно до Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості, в тому числі у якості палива або для компресії або підйому рідини за допомогою стиснутого газу, виробництва електроенергії, повторного закачування, зворотного закачування в пласт, переробки, підвищення віддачі, а також для інших технологічних цілей (надалі – "**Технологічні цілі**").

13.2 Під час здійснення Операцій з вуглеводнями Вуглеводні можуть бути втрачені при Спалюванні, продувці, усадці, випаровуванні або в інший спосіб. Оператор не несе відповідальності за будь-яку таку втрату.

13.3 Оператор повинен вимірювати обсяги Вуглеводнів для Технологічних цілей, а також будь-яких Вуглеводнів, втрачених під час здійснення операцій, вказаних у Розділі 13.2.

13.4 З урахуванням Розділу 15.3, будь-які обмеження, що стосуються використання Вуглеводнів для Технологічних цілей або втрат Вуглеводнів, можуть встановлюватись лише у відповідному Генеральному річному плані робіт і бюджеті.

14. ОБЛІК ТА АУДИТ

14.1 Оператор повинен зберігати в своєму офісі в Україні копії всіх первинних документів і бухгалтерських реєстрів стосовно Операцій з вуглеводнями, всіх понесених витрат та отриманих зарахувань, у тому числі Компенсаційних витрат і Податкових витрат (надалі – "**Спільний обліковий рахунок**") згідно з Процедурою обліку, включаючи бухгалтерські книги, головні книги, облікові записи, журнали, рахунки-фактури, квитанції. Спільний обліковий рахунок повинен детально відображати понесені витрати та відшкодування, отримані зарахування і платежі, в залежності від кількості та вартості видобутих Вуглеводнів та повинен зберігатися протягом 6 (шести) років. Будь-які документи, які є підтверджувальними щодо будь-якої податкової декларації, повинні зберігатися протягом періоду, визначеного Законодавством. Спільний обліковий рахунок, до якого Держава має доступ відповідно до положень цієї Угоди, повинен готуватися англійською мовою, проте будь-які акти або звіти, надані Державі відповідно до Процедури обліку, будь-яка відповідна частина Спільного облікового рахунку, що обґрунтовано запитується Державою, або будь-які податкові декларації, що подаються Державі відповідно до Розділу 31, мають бути складені українською мовою. Спільний обліковий рахунок повинен вестися відповідно до Законодавства, положень Процедури обліку та цієї Угоди, а також з урахуванням міжнародних стандартів фінансової звітності, як визначено у Процедурі обліку. Спільний обліковий рахунок повинен вестися в Доларах США, які є базовою валютою для цілей цієї Угоди.

14.2 Згідно з Розділом 26.13 та Процедурою обліку Оператор повинен готувати Декларацію Належних часток кожного Календарного кварталу та подавати її на підписання Сторонам (у випадку Держави, Державному уповноваженому органу). Для підтвердження Декларації Належних часток Оператор повинен також підготувати Звіти про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні, Компенсаційні витрати, оцінку вартості Вуглеводнів, Видобуті вуглеводні та продаж Оператором Належної частки Держави у Прибуткових вуглеводнях, як описано в Процедурі обліку, які повинні надаватися Сторонам разом із Декларацією Належних часток. Якщо інше не передбачено цією Угодою, такі звіти є єдиними звітами щодо Операцій з вуглеводнями, які повинні надаватись Оператором Сторонам.

На вимогу Державного уповноваженого органу Оператор повинен надати інформацію, яка підтверджує дані, вказані у Декларації Належних часток.

14.3 Оператор зобов'язаний:

(A) проводити на щорічній основі аудит Декларацій Належних часток та Звітів про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні, Компенсаційні витрати, оцінку вартості Вуглеводнів, Видобуті вуглеводні та продаж Оператором Належної частки Держави у Прибуткових Вуглеводнях за попередній Календарний рік, підготовлених на підставі Спільного облікового рахунку відповідно до цієї Угоди та Процедури обліку;

(B) залучати аудитора з міжнародною репутацією, який має знання у сфері міжнародної практики обліку в нафтогазовій промисловості для цілей проведення аудиту; та

(C) подавати Державному уповноваженому органу результати аудиту, проведеного щодо попереднього Календарного року до 1 липня Календарного року, в якому проводиться аудит.

14.4 Витрати на проведення аудиту відповідно до Розділу 14.3 вважатимуться Компенсаційними витратами і мають бути відшкодовані Інвесторам відповідно до Розділу 25.

14.5 Якщо за результатами проведеного аудиту, на основі наявних даних та інформації, буде виявлено, що Оператор допустив істотну помилку або що існує будь-яка невідповідність щодо Спільного облікового рахунку або звітів, що підлягають аудиту згідно з Розділом 14.3(A), і потрібно здійснити будь-які виправлення, коригування або зміни, Оператор повинен здійснити відповідні виправлення, коригування або зміни протягом 60 (шістдесяти) днів після отримання результатів аудиту.

За винятком будь-яких таких істотних помилок або невідповідностей згідно з вищезазначеними положеннями цього Розділу 14.5, Спільний обліковий рахунок і звіти, що підлягають аудиту згідно з Розділом 14.3(A), вважатимуться визнаними як правильні з урахуванням будь-яких подальших винятків, які можуть виникати в результаті перевірки Державою Спільного облікового рахунку згідно з Розділом 14.6 по відношенню до того ж Календарного року.

14.6 Держава має право проводити перевірку Спільного облікового рахунку, який ведеться відповідно до Процедури обліку, стосовно кожного Календарного року в межах 2 (двох) Календарних років після завершення такого Календарного року (надалі – "**Період перевірки**") в порядку, передбаченому Процедурою обліку.

14.7 Будь-який Спір між Сторонами відповідно до цього Розділу 14, який не може бути врегульований шляхом переговорів протягом відповідних строків, зазначених в Угоді та Процедурі обліку, передається на розгляд Експерта на вимогу Держави або Інвесторів відповідно до положень Розділу 40.8.

15. ПРАВА ТА ОБОВ'ЯЗКИ ІНВЕСТОРІВ ТА ОПЕРАТОРА

15.1 Не пізніше, ніж через 3 (три) Місяці після Дати набуття чинності кожен Іноземний Інвестор повинен, згідно зі статтею 9 Закону про УРП, зареєструвати своє представництво в Україні, якщо воно не зареєстроване станом на Дату набуття чинності. Не пізніше, ніж протягом 3 (трьох) Місяців після Дати набуття чинності таке представництво повинно, згідно з Постановою 1297, також бути зареєстроване як постійне представництво в органах податкової служби, якщо воно не зареєстроване таким чином станом на Дату набуття чинності.

15.2 Враховуючи права, зазначені в Розділі 2.4, Оператор повинен здійснювати всі Операції з вуглеводнями відповідно до положень цієї Угоди, Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості, застосовуючи стандарти та практики, зазначені в Додатку J та враховуючи інформацію, зазначену в Додатку K, як Оператор вважає за необхідне.

Оператор відповідає за здійснення, управління, контроль та адміністрування Операцій з вуглеводнями, а також має право здійснювати Операції з вуглеводнями відповідно до положень цієї Угоди. При здійсненні Операцій з вуглеводнями Оператор має право використовувати будь-яку фізичну чи юридичну особу, зокрема, Афілійовану особу кожного Інвестора у якості Підрядника.

15.3 З урахуванням положень Розділу 12.2 і Розділу 12.10, Оператор повинен мати право використовувати безкоштовно Вуглеводні для Технологічних цілей в обсягах, визначених затвердженим Генеральним річним планом робіт і бюджетом, та повинен намагатися мінімізувати таке використання, у кожному разі відповідно до Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості.

15.4 Оператор повинен забезпечити безперешкодний доступ Державного уповноваженого органу та органів державного нагляду (контролю) до усіх Об'єктів, завжди надавати обґрунтовано необхідну допомогу, яка може обґрунтовано вимагатися Державою під час її перевірки та надавати документи або будь-яку іншу інформацію, пов'язану з Операціями з вуглеводнями, в офісі, на виробничих майданчиках чи будь-яких інших об'єктах Оператора. Пов'язані із цим витрати та видатки повинні вважатися Компенсаційними витратами та повинні відшкодовуватися Оператору відповідно до положень Розділу 25.

15.5 Для здійснення Операцій з вуглеводнями Інвестори, Оператор, їх Підрядники та працівники, консультанти і агенти кожної із зазначених вище осіб отримувати мають право вільного доступу до Договірної ділянки та до будь-яких Об'єктів, які розташовані в межах або поза межами Договірної ділянки, в цілях здійснення Операцій з вуглеводнями.

15.6 Після отримання повідомлення від Держави Оператор повинен надати обґрунтовано необхідній кількості представників Держави можливість використовувати Об'єкти Оператора, які є необхідними для забезпечення можливості таких представників виконувати свої завдання, пов'язані з цією Угодою та Законодавством України, в тому числі, у випадку робіт, які повинні виконуватися на виробничих майданчиках, проїзд,

проживання та харчування, на тих же умовах, на яких вони надаються Інвесторами для свого власного персоналу.

15.7 Оператор повинен реалізовувати програму охорони здоров'я, безпеки та Навколишнього природного середовища та вживати необхідних заходів для забезпечення гігієни, охорони здоров'я та безпеки свого персоналу, який здійснює Операції з вуглеводнями, відповідно до Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості. Витрати, понесені Оператором при реалізації такої програми, повинні вважатися Компенсаційними витратами та повинні відшкодовуватися Інвесторам відповідно до положень Розділу 25.

15.8 Оператор зобов'язаний вжити всіх необхідних заходів і одразу надати повідомлення Державі про надзвичайну ситуацію або інші події (в тому числі вибухи, витікання або розливи), що сталися у зв'язку з Операціями з вуглеводнями і які спричинили або, виходячи з наявної обґрунтованої інформації, можуть спричинити виникнення значного ризику для Стану навколишнього природного середовища або значного ризику для здоров'я чи безпеки людини, що потребуватиме Виправлення відповідно до Законодавства про навколишнє природне середовище та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості в аналогічному фізичному або екологічному середовищі. Таке повідомлення має включати стислий опис обставин надзвичайної ситуації та заходів, що вживаються або вжиття яких планується Інвесторами для отримання контролю над ситуацією та вжиття обґрунтованих заходів, необхідних для ліквідації її наслідків. Оператор надає такі додаткові звіти Державі, які можуть бути розумно необхідними у зв'язку з наслідками таких подій, і стосовно плану дій, які вживаються для подолання ситуації, виходячи з обґрунтовано наявної інформації, а також для мінімізації будь-яких істотних наслідків.

15.9 У випадку надзвичайних ситуацій, що зазначені в Розділі 15.8, на запит Оператора, Держава сприятиме Оператору у здійсненні заходів з ліквідації надзвичайних ситуацій та їх наслідків та проведення ремонтних робіт.

15.10 Оператор та Інвестори мають право, серед іншого, використовувати на договірних умовах іноземних співробітників своїх Афілійованих осіб або третіх осіб на підставі договорів підряду (прикріплення) або на інших підставах для участі в Операціях з вуглеводнями під контролем та керівництвом Оператора та/або Інвесторів, незважаючи на фактичне місце роботи таких осіб.

15.11 Враховуючи Розділ 28.2, впродовж Строку Інвестори мають право та обов'язок отримувати та продавати або будь-яким іншим чином розпоряджатися своїми Належними частками в Видобутих вуглеводнях з кожної частини Договірної ділянки в Пунктах виміру після їх розподілу, таким чином, щоб не перешкоджати Операціям з вуглеводнями та не строювати необхідність зберігання природного газу в межах Договірної ділянки. Оператор забезпечить надійне зберігання Належної частки Сирої нафти Сторін допоки вона не буде розподілена в Пунктах виміру.

Згідно з Розділом 26.10, право власності на Належну частку Інвестора в Видобутих вуглеводнях повинно переходити від Держави до кожного Інвестора в кожному Пункті виміру.

Кожен Інвестор на свій власний розсуд та докладаючи всіх можливих зусиль має право вільно відчужувати свою Належну частку в Видобутих вуглеводнях третій особі або Афілійованій особі включаючи право вільно встановлювати ціну та інші умови, зберігати та/або транспортувати в будь-якій наявній системі транспортування, продавати Вуглеводні на будь-якому доступному ринку (зокрема, експортувати), в

будь-який обґрунтований час або в будь-якій обґрунтованій доступній кількості з метою максимального збільшення вартості Вуглеводнів.

Відповідно до Розділів 26.8, 26.9 та 26.10, Оператор повинен повідомляти Державу та кожного Інвестора стосовно кожного Календарного кварталу про кількість Вуглеводнів, наявних для розподілу та розпорядження, кількість Вуглеводнів, які знаходяться в сховищах та кількість Вуглеводнів, що були передані Сторонам в Пункті (Пунктах) виміру. Оператор надає Державному уповноваженому органу всю інформацію, що вимагається для визначення вартості Вуглеводнів відповідно до Розділу 27, як передбачено Процедурою обліку.

15.12 Починаючи з Дати початку Інвестори повинні, на власний розсуд з урахуванням потреб місцевих громад, витрачати загальну суму не менше 500 000 Доларів США (без ПДВ) кожного Календарного року на потреби соціального та промислового розвитку місцевих громад в межах або поблизу Договірної ділянки, за винятком Календарного року, в якому настає Дата початку, та Календарного року, в якому Оператор повідомляє Державний уповноважений орган про те, що Інвестори досягнули показників комерційної доцільності, зазначеної в Розділі 7.5 (або в Календарному році, в якому ця Угода припиняється, якщо припинення відбувається до надання такого повідомлення). Протягом цих 2 (двох) років, витрати в розмірі 500 000 Доларів США (без ПДВ) мають бути пропорційно розподілені, виходячи з кількості повних Місяців (в пропорції 1 до 12) в Календарному році, в якому ця Угода залишається чинною (або до дати надання повідомлення Оператором про комерційну доцільність).

15.13 Якщо Оператор повідомляє Державному уповноваженому органу про те, що Інвестори досягнули показників комерційної доцільності, зазначеної в Розділі 7.5, Інвестори повинні, на власний розсуд з урахуванням потреб місцевих громад, витрачати загальну суму не менше 1 000 000 Доларів США (без ПДВ), кожного Календарного року на потреби соціального та промислового розвитку місцевих громад в межах або поблизу Договірної ділянки, за винятком Календарного року, в якому повідомлення про комерційну доцільність надається Оператором, та Календарного року, в якому ця Угода припиняється. Протягом цих 2 (двох) років, витрати в розмірі 1 000 000 Доларів США мають бути пропорційно розподілені, виходячи з кількості повних Місяців (в пропорції 1 до 12) в Календарному році, в якому ця Угода залишається чинною (або після надання повідомлення Оператором). Інвестори повинні, на свій власний розсуд, визначати способи витрачання усіх коштів, які витрачаються згідно з цим Розділом 15.12 та цим Розділом 15.13. Всі витрати, понесені Інвесторами відповідно до Розділу 15.12 та цього Розділу 15.13, повинні вважатися Податковими витратами.

15.14 Враховуючи положення Розділу 35, Оператор та Інвестори мають право вивозити За кордон дані, отримані при здійсненні Операцій з вуглеводнями, для їх аналізу Підрядниками.

15.15 Оператор повинен підготувати План виведення з експлуатації відповідно до Додатку G.

15.16 Відповідно до умов цієї Угоди Інвестори зобов'язані фінансувати Операції з вуглеводнями відповідно до затверджених Програм робіт і бюджетів та відповідно до цієї Угоди, з урахуванням Розділу 2.5.

15.17 З урахуванням умов цієї Угоди, Оператор зобов'язаний:

(A) здійснювати розподіл Компенсаційних та Прибуткових Вуглеводнів між Сторонами цієї Угоди;

(B) відповідно до Розділу 31 та вимог Законодавства виконувати будь-які необхідні обов'язки, пов'язані з оподаткуванням;

(C) готувати та подавати до Державного уповноваженого органу Пропозиції;

(D) надавати звіти, що запитуються Державним уповноваженим органом про Операції з вуглеводнями;

(E) у випадках надзвичайних ситуацій, негайно повідомляти інші Сторони про їх виникнення, вживати таких заходів та здійснювати такі негайні витрати, які необхідні для охорони здоров'я, життя, Навколишнього природного середовища та майна, вживати заходів, які розумно необхідні для усунення наслідків надзвичайних ситуацій, та звітувати Державному уповноваженому органу про всі такі вжиті заходи та понесені витрати;

(F) вести Спільний обліковий рахунок стосовно Операцій з вуглеводнями відповідно до цієї Угоди, Процедури обліку та Законодавства;

(G) проводити аудит Декларацій Належних часток та Звітів про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні, Компенсаційні витрати, оцінку вартості Вуглеводнів, Видобуті вуглеводні та продаж Оператором Належної частки Держави у Прибуткових вуглеводнях щорічно відповідно до Розділу 14.3;

(H) надавати перевагу використанню Послуг та Обладнання та матеріалів українського походження;

(I) наймати та здійснювати підготовку персоналу для здійснення Операцій з вуглеводнями переважно з числа громадян України;

(J) доставляти Видобуті Вуглеводні до Пункту виміру або належним чином зберігати їх;

(K) надавати усім Сторонам цієї Угоди достатній доступ до повної інформації, яка стосується всієї діяльності, що провадиться за цією Угодою, включаючи всю конфіденційну інформацію;

(L) здійснювати Операції з вуглеводнями відповідно до затверджених ПРБ; та

(M) виконувати інші обов'язки, передбачені цією Угодою.

16. ВИКОРИСТАННЯ ЗЕМЕЛЬНИХ ДІЛЯНОК ТА НАЯВНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ

16.1 Держава забезпечує надання на вимогу Інвесторів земельних ділянок на Договірній ділянці, які є необхідними для здійснення Операцій з вуглеводнями, а також земельних ділянок за межами Договірної ділянки, які є необхідними для здійснення Операцій з вуглеводнями. Оператор відповідно до Законодавства України має право будувати та обслуговувати на та під поверхнею землі, будь-які Об'єкти, які є необхідними для здійснення Операцій з вуглеводнями.

Якщо для здійснення Операцій з вуглеводнями стає необхідним використання в Україні будь-якої земельної ділянки, що належить на праві власності третім особам, Оператор повинен намагатися досягнути домовленості з такими третіми особами. Якщо таку домовленість неможливо досягнути, Оператор повинен повідомити про це Державу. Після отримання такого повідомлення набуття права власності на ці земельні ділянки здійснюється Державою відповідно до Законодавства України. Держава повинна

докладати всіх можливих зусиль для вчинення всій таких додаткових дій та вжиття заходів, які є необхідними або бажаними, включно із зміною цільового призначення земельних ділянок, на прохання Оператора для забезпечення використання земельної ділянки, яка є необхідною для здійснення Операцій з вуглеводнями. Інвестори та Оператор мають право використовувати такі земельні ділянки для здійснення Операцій з вуглеводнями протягом Строку без будь-яких виплат, витрат або компенсацій окрім тих, які передбачені в цьому Розділі 16.1.

Набуття прав на земельні ділянки Державою шляхом викупу для суспільних потреб має здійснюватись відповідно до Законодавства України та з дотриманням принципів справедливості, недискримінації, дотримання суспільних інтересів, проведення консультацій із власниками земельних ділянок і зацікавленими сторонами та шляхом надання справедливої ринкової компенсації та вчинення інших дій для відновлення засобів для проживання та стандартів життя осіб-власників земельних ділянок. Одразу після того, як Держава та власник земельної ділянки досягнули згоди, що має юридичну силу, щодо справедливої і обґрунтованої вартості земельної ділянки, або суд, який має юрисдикцію щодо цього питання, належним чином виніс рішення стосовно вартості земельної ділянки, Держава має повідомити Оператора про розмір суми, яка підлягає сплаті власнику земельної ділянки. Протягом 30 (тридцяти) днів з моменту отримання Оператором такого повідомлення, Оператор має сплатити таку суму Державі для фінансування викупу земельної ділянки. Держава повинна набути права на земельну ділянку після того, як буде здійснено платіж на користь власника земельної ділянки. Всі такі обґрунтовані витрати та видатки, які виникають внаслідок таких дій з боку Держави, повинні оплачуватися Інвесторами. Витрати, видатки та платежі стосовно викупу таких земельних ділянок, сплачені або здійснені Інвесторами, повинні вважатися Компенсаційними витратами та повинні відшкодовуватися Інвесторам відповідно до положень Розділу 25.

16.2 Для здійснення Операцій з вуглеводнями Інвестори мають право в Україні використовувати, враховуючи вимоги Законодавства України, будь-яку залізничну колію, дорогу, аеропорт, аеродром, канал, річку, міст або водний шлях, будь-яку телекомунікаційну мережу та будь-які існуючі трубопроводи чи транспортну інфраструктуру, зокрема сховища, на недискримінаційних умовах.

16.3 Для здійснення Операцій з вуглеводнями Оператор на умовах, визначених Законодавством України має право монтажу, будівництва, експлуатації та користування Об'єктами та обладнанням в межах та поза межами Договірної ділянки, в тому числі телекомунікаційним обладнанням (в тому числі радіовежами та системами супутникового зв'язку) та іншим обладнанням, дорогами, мостами, аеродромами, терміналами, складськими приміщеннями тощо. Оператор має право обирати місце розміщення, будувати та здійснювати монтаж Об'єктів, необхідних для ведення Операцій з вуглеводнями на підставі отриманих Дозволів.

16.4 Якщо Держава дозволяє здійснення будівництва третіми особами в безпосередній близькості до існуючих Об'єктів, вона має здійснювати це виключно шляхом видачі Дозволів відповідно до Законодавства України.

17. ПРАВА ДЕРЖАВИ

17.1 Держава має наступні права:

(A) отримувати Належну частку Держави у Прибуткових вуглеводнях або її грошовий еквівалент згідно з цією Угодою;

(B) безперешкодного доступу до Договірної ділянки та Об'єктів, де здійснюються Операції з вуглеводнями, шляхом надання попереднього повідомлення Оператору, окрім випадків, коли існує обґрунтована потреба у представників Держави отримати доступ до Договірної ділянки та Об'єктів через надзвичайні ситуації та в інтересах національної безпеки;

(C) здійснювати державний контроль за виконанням цієї Угоди шляхом проведення перевірок, з урахуванням наступного:

(1) такі перевірки мають проводитись не частіше одного разу протягом одного Календарного року;

(2) Державний уповноважений орган повинен повідомити Оператора про мету запланованої перевірки в письмовій формі не менш ніж за 10 (десять) днів до такої перевірки;

(3) перевіряючі повинні мати належні повноваження та права для проведення таких перевірок, і Оператору мають бути представлені відповідні документи, які підтверджуватимуть такі повноваження;

(4) перевіряючі мають право безперешкодного доступу до Договірної ділянки та об'єктів, де здійснюються Операції з вуглеводнями, а також до документації на їх проведення;

(5) перевіряючі повинні завжди дотримуватися будь-яких правил техніки безпеки, які встановлюються Оператором;

(6) перевіряючі зобов'язані не розголошувати будь-яку інформацію, яка розкрита, виявлена або з'ясована під час перевірок;

(7) такі перевірки не можуть бути причиною необґрунтованого або неналежного втручання або затримки Операцій з вуглеводнями;

(8) Державний уповноважений орган має повідомити Оператора про результати перевірки протягом 30 (тридцяти) днів після завершення такої перевірки;

(9) усі перевірки мають проводитись у звичайний робочий час;

(10) тривалість будь-якої перевірки не повинна перевищувати 30 (тридцяти) днів, і такий строк не підлягає подовженню.

(D) отримувати для довідкових цілей у складі кожної Програми робіт і бюджету, за винятком Програми робіт і бюджету геологічного вивчення, План Контрактів;

(E) проводити один раз на 5 (п'ять) Календарних років комплексну перевірку виконання умов цієї Угоди, зокрема стосовно перевірки виконання зобов'язань Інвесторів та/або Оператора за цією Угодою із наданням попереднього повідомлення і за умови, що така перевірка не перешкоджає здійсненню Оператором Операцій з вуглеводнями;

(F) проводити перевірки Спільного облікового рахунку згідно з Розділом 14.6;

(G) отримувати інформацію стосовно Договірної ділянки, отриману в результаті здійснення Операцій з вуглеводнями і будь-яку Конфіденційну інформацію та розпоряджатись такою інформацією з урахуванням умов цієї Угоди;

(H) отримувати у власність Активи, створені та/або придбані Інвестором для цілей виконання цієї Угоди, відповідно до Розділу 20; та

(I) інші права, передбачені цією Угодою та Законодавством України.

18. ОБОВ'ЯЗКИ ДЕРЖАВИ

18.1 Враховуючи положення Розділу 2.2, в повній мірі, дозволеній Законодавством України, Держава повинна:

(A) забезпечити надання в установленому порядку Інвесторам та/або Оператору та сприяти у наданні Підрядникам будь-яких необхідних Дозволів для використання та встановлення засобів транспортування та комунікації у встановленому порядку;

(B) забезпечити надання в установленому порядку Інвесторам та/або Оператору та сприяти у наданні Підрядникам Дозволів стосовно питань, пов'язаних з митним оформленням та з ввезенням на митну територію України та вивезенням За кордон Видобутих вуглеводнів, Обладнання та матеріалів, робіт, послуг та майна на виконання цієї Угоди у встановленому порядку;

(C) забезпечити надання в установленому порядку Інвесторам та/або Оператору дозволів на працевлаштування, службових карток, а також будь-яких інших Дозволів для іноземного персоналу Інвесторів та/або Оператора, який можуть бути найняті Інвесторами та/або Оператором в Україні протягом строку виконання цієї Угоди; сприяти у наданні Інвесторам та Оператору в'їзних та виїзних віз, дозволів на тимчасове проживання для іноземного персоналу (у тому числі для членів їх сім'ї) та сприяти Підрядникам у надані дозволів на працевлаштування, службових карток, в'їзних та виїзних віз і дозволів на тимчасове проживання для іноземного персоналу (у тому числі для членів їх сім'ї) на підставі звернення Підрядників із доданням листів підтримки від Інвестора та/або Оператора;

(D) забезпечити надання Інвесторам та/або Оператору необхідних Дозволів для відправлення За кордон документів, даних або зразків для аналізу чи опрацювання для цілей Операцій з вуглеводнями;

(E) сприяти у відносинах з органами виконавчої влади та органами місцевого самоврядування, в тому числі в цілях решти положень цього Розділу 18.1;

(F) сприяння в отриманні Інвесторами та/або Оператором доступу до систем водопостачання, необхідних Оператору для здійснення Операцій з вуглеводнями на недискримінаційних умовах;

(G) забезпечити надання в установленому порядку Інвесторам та/або Оператору та сприяння у наданні Підрядникам необхідних Дозволів у сфері охорони Навколишнього природного середовища;

(H) забезпечити надання в установленому порядку Інвесторам та/або Оператору та сприяння у наданні Підрядникам будь-яких інших Дозволів, які вимагаються у зв'язку з Операціями з вуглеводнями;

(I) сприяти в отриманні Інвесторами та/або Оператором існуючих даних та інформації стосовно Договірної ділянки;

(J) забезпечити збереження громадського порядку в межах і за межами Договірної ділянки, у разі необхідності, відповідно до Законодавства України;

(K) сприяти Оператору в отриманні доступу до земельних ділянок, зокрема щодо зміни цільового призначення таких земельних ділянок, які є необхідними для здійснення Операцій з вуглеводнями, відповідно до Розділу 16.1, в тій мірі, в якій цього вимагає Оператор, та відповідно до цієї Угоди;

(L) сприяти у застосуванні положень банківського, фінансового, податкового, митного та валютного Законодавства України та цієї Угоди до Оператора, Інвесторів або цієї Угоди під час реалізації цієї Угоди;

(M) сприяти в отриманні Інвесторами та/або Оператором згоди на проведення робіт у межах гірничого відводу, наданого іншому надрокористувачу, крім гірничих відводів для видобутку кам'яного та бурого вугілля, антрациту та залізних металічних руд, у разі отримання Інвесторами та/або Оператором відмови такого надрокористувача за умови, що одночасне користування надрами кількома надрокористувачами в межах одного гірничого відводу не створить загрози життю і здоров'ю людей і не завдасть шкоди надрам та/або промисловим об'єктам, розміщеним у межах зазначеного гірничого відводу.

(N) здійснювати бюджетне відшкодування ПДВ відповідно до Розділу 31.1(F);

(O) здійснювати зарахування Простроченого грошового зобов'язання згідно з Угодою;

(P) сприяти Інвесторам та/або Оператору в отриманні доступу в ЄГТСУ відповідно до Порядку доступу до ЄГТСУ;

(Q) визнаючи особливості розробки нетрадиційних вуглеводнів, сприяти вдосконаленню відповідного Законодавства України з урахуванням, пропозицій Оператора відповідно до Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості щодо розробки нетрадиційних вуглеводнів, що надає Інвесторам можливість здійснювати Операції з вуглеводнями для розробки нетрадиційних Вуглеводнів; та

(R) виконувати інші обов'язки за цією Угодою та Законодавством України.

18.2 Держава має сприяти Інвестору, Оператору та їх Підрядникам із вирішенням питань, передбачених цією Угодою, щодо яких Інвестор або Оператор може обґрунтовано звертатись за сприянням з метою здійснення Операцій з вуглеводнями, в тому числі щодо своєчасної видачі Дозволів в установленому порядку.

18.3 Держава здійснить усі необхідні дії, в тому числі підписання документів, що необхідні для забезпечення, щоб кожний Інвестор мав право отримати Належну частку у Компенсаційних вуглеводнях та Прибуткових вуглеводнях відповідно до цієї Угоди.

18.4 Якщо Оператор не отримає бюджетне відшкодування ПДВ грошовими коштами в повному обсязі протягом 1 (одного) Місяця з дня, коли таке бюджетне відшкодування ПДВ повинно було бути перераховане на його банківський рахунок відповідно до Розділу 31.1(F), така сума невідшкодованого ПДВ, в тому числі пеня, нарахована відповідно до Розділу 31.1(F)(13), вважатиметься простроченим грошовим

зобов'язанням Держави перед Оператором за цією Угодою (надалі – "**Прострочене грошове зобов'язання**"). В такому разі застосовуються наступні правила:

(A) У день, коли виникає Прострочене грошове зобов'язання, воно перераховується в Долари США за офіційним обмінним курсом Гривні до Долара США, встановленим Національним банком України на цю дату, та повинне надалі відображатись в Доларах США.

(B) Якщо Прострочене грошове зобов'язання виникає під час Етапу геологічного вивчення, Шеврон має право на власний розсуд, але не зобов'язаний, зарахувати його частково або повністю в рахунок Сукупної вартості ПРБ геологічного вивчення в доларах США та/або використати право Притримання стосовно частки Держави у Прибуткових вуглеводнях (згідно з Розділом 28.3). Шляхом подання до Державного уповноваженого органу Повідомлення про прострочення із надсиланням копії Органу державного казначейства та Органу державної податкової служби, Шеврон має: (i) здійснити залік у рахунок Сукупної вартості ПРБ геологічного вивчення в доларах США та/або (ii) застосувати Притримання стосовно частки Держави в Прибуткових вуглеводнях згідно з Розділом 28.3.

Повідомлення про прострочення, має містити інформацію про те, що відповідно до Розділу 18.4(B), Шеврон повідомляє Державу, що існує Прострочене грошове зобов'язання, яке не було виконане, та що він розпочне процедуру, погоджену Державою в Угоді, з метою зарахування суми Простроченого грошового зобов'язання в рахунок Сукупної вартості ПРБ геологічного вивчення в доларах США та/або здійснити Притримання стосовно частки Держави в Прибуткових вуглеводнях, а саме:

(1) Загальний розмір Простроченого грошового зобов'язання на дату Повідомлення про прострочення.

(2) Суму Простроченого грошового зобов'язання, (i) яке буде погашене шляхом зарахування у рахунок Сукупної вартості ПРБ геологічного вивчення в доларах США та/або (ii) виконання якого буде забезпечене Притриманням частки Держави в Прибуткових вуглеводнях.

(3) Обсяг Прибуткових вуглеводнів, що є об'єктом Притримання, якщо застосовується, розрахований шляхом оцінки вартості таких Вуглеводнів відповідно до Розділу 27.

(4) Залишок суми Простроченого грошового зобов'язання, якщо застосовується, після здійснення заліку та/або погашення, якщо інше не встановлено цією Угодою.

У випадку зарахування суми Простроченого грошового зобов'язання в рахунок Сукупної вартості ПРБ геологічного вивчення в доларах США таке зарахування вважається здійсненим у дату надсилання Повідомлення про прострочення.

У випадку погашення суми Простроченого грошового зобов'язання шляхом застосування Притримання стосовно частки Держави в Прибуткових вуглеводнях таке погашення вважатиметься здійсненим у дату Повідомлення про погашення.

Будь-яке таке зарахування є Неоподатковуваною операцією.

(C) Якщо Прострочене грошове зобов'язання виникає або залишається непогашеним після першого розподілу Видобутих вуглеводнів за цією Угодою, Оператор має право, на власний розсуд, але не зобов'язаний, використати своє право Притримання стосовно частки Держави у Прибуткових вуглеводнях (відповідно до Розділу 28.3). Оператор направляє Повідомлення про прострочення Державному уповноваженому органу і його копії – Органу державного казначейства і Органу державної податкової служби, яким він повідомляє про застосування Притримання стосовно частки Держави у Прибуткових вуглеводнях згідно з Розділом 28.3.

Повідомлення про прострочення має містити інформацію про те, що відповідно до Розділу 18.4(C), Оператор повідомляє Державу, що вона має Прострочене грошове зобов'язання, яке не було виконане і що він розпочне процедуру, схвалену Державою в цій Угоді, з метою погашення суми Простроченого грошового зобов'язання шляхом здійснення Притримання стосовно частки Держави в Прибуткових вуглеводнях, а саме:

(1) Загальну несплачену суму Простроченого грошового зобов'язання на дату Повідомлення про прострочення.

(2) Суму Простроченого грошового зобов'язання, яке буде погашене шляхом використання механізму Притримання стосовно частки Держави в Прибуткових вуглеводнях.

(3) Обсяг Прибуткових вуглеводнів, що є об'єктом Притримання, розрахований шляхом оцінки вартості таких Вуглеводнів відповідно до Розділу 27.

(4) Залишок суми Простроченого грошового зобов'язання після зарахування, якщо інше не встановлено цією Угодою.

Погашення вважається здійсненим у дату Повідомлення про погашення. Якщо будь-яка сума, що використовується для погашення Простроченого грошового зобов'язання відповідно до Розділу 28, виражена в Гривнях, така сума перераховується в Долари США за офіційним обмінним курсом Гривні до Долара США, встановленим Національним банком України на дату Повідомлення про погашення. Якщо будь-яка сума, що використовується для погашення Простроченого грошового зобов'язання відповідно до Розділу 28, виражена в будь-якій іншій валюті, крім Гривні або Долара США, така сума перераховується в Долари США згідно з Обліковою процедурою. Будь-яке таке погашення шляхом здійснення Притримання є Неоподатковуваною операцією.

(D) Будь-яка пеня, розрахована згідно з Розділом 31.1(F)(13) після виникнення Простроченого грошового зобов'язання на основну суму несплаченого бюджетного відшкодування ПДВ, збільшує таке Прострочене грошове зобов'язання в момент нарахування.

(E) Процедури заліку та погашення, що передбачені цим Розділом 18.4, складають частину порядку бюджетного відшкодування ПДВ, погодженого Сторонами в цій Угоді відповідно до Законодавства України.

(F) Будь-яке Прострочене грошове зобов'язання залишається не виконаним, поки воно не погашене згідно з процедурою, зазначеною у Розділі 18.4, або не сплачене в грошовій формі.

19. ОБЛАДНАННЯ ТА МАТЕРІАЛИ

19.1 Оператор повинен забезпечувати виконання Операцій з вуглеводнями всіма необхідними матеріалами, обладнанням, технікою, інструментами, запасними частинами та іншими предметами або товарами (надалі – "**Обладнання та матеріали**"), в тому числі, у разі потреби, забезпечити надання гарантії від постачальників.

19.2 Вказані Обладнання та матеріали мають надаватися Оператором згідно з відповідними Програмами робіт і бюджетами.

19.3 Відповідно до частини 5 статті 8 Закону про УРП, Оператор повинен надавати перевагу Обладнанню та матеріалам українського походження за рівних умов стосовно ціни, якості, кількості, специфікації, умов купівлі, строків доставки, операційних параметрів, відповідності міжнародним стандартам та інших комерційних і технічних умов.

19.4 Оператор може утворювати резервний запас Обладнання та матеріалів, необхідних для Операцій з вуглеводнями, якщо це передбачено відповідними Програмами робіт і бюджетами.

19.5 Вартість Обладнання та матеріалів, які не були використані для здійснення Операцій з вуглеводнями, не підлягають відшкодуванню Компенсаційними вуглеводнями.

20. ПРАВО ВЛАСНОСТІ НА АКТИВИ. ПОРЯДОК ПЕРЕДАННЯ ІНВЕСТОРАМИ ПРАВА ВЛАСНОСТІ НА АКТИВИ НА КОРИСТЬ ДЕРЖАВИ

20.1 З урахуванням Розділу 2.6, Активи, створені або придбані Оператором, перебувають у спільній власності Інвесторів пропорційно Часткам участі кожного Інвестора. Право власності на такі Активи переходить від Інвесторів та/або Оператора на користь Держави на дату, коли вартість вказаних Активів повністю компенсована відповідно до Розділу 25, або на дату припинення дії цієї Угоди відповідно до умов та з дотриманням порядку, передбаченого в цій Угоді. Така операція повинна вважатися Неоподатковуваною операцією. Якщо інше не узгоджено між Сторонами в письмовій формі, перед переданням Активів Оператор повинен провести інвентаризацію Активів, які будуть передані, для документального оформлення переліку позицій, які складають Активи, та їх фактичного стану, а також для визначення їхньої вартості. Передача Активів повинно здійснюватися шляхом оформлення акту про передачу права власності, який повинен підписуватися кожною Стороною не пізніше 45 (сорока п'яти) днів після дати, в яку вартість вказаних Активів була повністю компенсована відповідно до Розділу 25.

20.2 Положення Розділу 20.1 не застосовуються до будь-яких Активів, які належать Підрядникам Оператора або їх працівникам, або які орендуються Оператором для цілей використання під час Операцій з вуглеводнями.

20.3 Якщо будь-який з Активів, який передається згідно з Розділом 20.1, включає в себе будь-яку технологію, яка належить або контролюється будь-яким Інвестором чи його Афілійованою особою, така технологія залишається у власності чи під контролем такого Інвестора або його Афілійованої особи. Права Держави на вказану технологію, за наявності, повинні регулюватися умовами будь-якого договору про надання ліцензії на технологію, який був або повинен бути укладений відповідно до Розділу 35.21.

21. КОРИСТУВАННЯ АКТИВАМИ

21.1 При переході до Держави права власності на Активи відповідно до Розділу 20.1 Оператор протягом решти Строку матиме переважне право безкоштовного користування такими Активами з метою виконання робіт, передбачених цією Угодою. Користування такими Активами є Неоподаткованою операцією. Держава погоджується самостійно не використовувати, не передавати у користування третім особам або будь-яким іншим чином не розпоряджатися будь-якими такими Активами без попередньої письмової згоди Оператора, в наданні якої не може бути необґрунтовано відмовлено. Сторони оформляють будь-яку передачу Активів шляхом укладення акту приймання-передачі. Дата такого акту приймання-передачі є датою, в яку право власності щодо таких Активів переходить від Інвестора до Держави. Під час користування Інвесторами таких Активів для цілей здійснення Операцій з вуглеводнями відповідальність Сторін за такі Активи залишається незмінною як і до передачі Активів Державі. Після припинення користування такими Активами, що підтверджується повідомленням Оператора Державі, відповідальність переходить до Держави. Будь-які витрати і видатки, понесені під час використання таких Активів для здійснення Операцій з вуглеводнями вважатимуться Компенсаційними витратами і підлягають Компенсації згідно з Розділом 25. Право Оператора на користування такими Активами підтверджується цією Угодою, яка є достатньою та виключною підставою для користування такими Активами, і будь-яке інше підтвердження такого права не вимагається.

21.2 Оператор або Інвестор може вільно переміщувати на територію Договірної ділянки будь-які Активи з будь-якої повернутої частини Договірної ділянки або з будь-якої ділянки та території України.

22. ЗАЛУЧЕННЯ ПІДРЯДНИКІВ

22.1 Оператор повинен забезпечити, щоб будь-які залучені ним Підрядники володіли необхідним досвідом та кваліфікаціями. Оператор має виключне право на залучення Підрядників у зв'язку з виконанням цієї Угоди відповідно до Процедури укладення контрактів і закупівель, яка міститься в Додатку F.

22.2 Оператор повинен надавати перевагу Підрядникам з України за рівних умов стосовно ціни, строку виконання, якості, відповідності міжнародним стандартам. З метою отримання переваги відповідно до цього Розділу 22.2 такі Підрядники мають бути добросовісними українськими компаніями та їх залучення не порушує вимоги Законодавства про боротьбу з корупцією.

23. ПЕРСОНАЛ

23.1 З метою здійснення Операцій з вуглеводнями в Україні Оператор найматиме на роботу працівників переважно громадян України з урахуванням їх кваліфікації, компетенції та досвідом, необхідними для виконання таких робіт.

23.2 Весь персонал, який наймається Інвесторами в Україні для потреб Операцій з вуглеводнями, згідно з частиною 1 статті 35 Закону про УРП приймається на роботу на підставі трудового договору (контракту).

Держава зобов'язана:

(A) забезпечити

(1) щоб Державний центр зайнятості України (або відповідне міністерство або державний орган, який виконує його функції) вчасно видавав Інвесторам усі необхідні дозволи на працевлаштування (якщо застосовується) для іноземних працівників, які наймаються за цією Угодою;

(2) щоб Міністерство економічного розвитку і торгівлі України (або відповідне міністерство або державний орган, який виконує його функції) вчасно видавало службові картки всім іноземним працівникам українських представництв Іноземних Інвесторів (у тому числі Оператора), які наймаються за цією Угодою;

(B) на підставі звернень Підрядників із доданням до звернень листів підтримки від Інвесторів та/об Оператора, сприяти:

(1) вчасній видачі Державним центром зайнятості України (або відповідним міністерством або державним органом, який виконує його функції) всіх необхідних дозволів на працевлаштування для іноземного персоналу Підрядників, що наймається для здійснення діяльності, пов'язаною з цією Угодою;

(2) вчасній видачі Міністерством економічного розвитку і торгівлі України (або відповідним міністерством або державним органом, який виконує його функції) службових карток іноземному персоналу представництв іноземних Підрядників для здійснення діяльності, пов'язаної з цією Угодою, якщо такий іноземний персонал наймається до українських представництв таких іноземних компаній.

24. НАВЧАННЯ

24.1 Відповідно до положень цього Розділу 24, Оператор проводить навчання всього свого українського персоналу, який залучається для здійснення Операцій з вуглеводнями, з метою підвищення їх обізнаності та професійних кваліфікацій для того, щоб такий персонал міг виконувати необхідні функції відповідно до їх посад. Навчання проводиться в такому обсязі, який дозволить такому персоналу отримати достатні знання та кваліфікацію для здійснення Операцій з вуглеводнями. На будь-яке навчання українського персоналу поширюється дія положень щодо конфіденційності та обмежень щодо використання, які передбачені в Розділі 35, в тому числі, але не обмежуючись цим, умов договорів ліцензування або інших договорів, передбачених в Розділі 35.21.

24.2 На доповнення до вимог Розділу 24.1, працевлаштування, інтеграція та навчання українського персоналу Оператора здійснюється відповідно до навчального плану, підготовленого Оператором, який подається на затвердження Державному уповноваженому органу (надалі – "**Навчальний план**") у складі Генерального річного плану робіт і бюджету. У Навчальному плані мають бути враховані вимоги Розділу 24.1.

25. ВІДШКОДУВАННЯ КОМПЕНСАЦІЙНИХ ВИТРАТ

25.1 Компенсація витрат Інвесторам забезпечується шляхом передачі Державою Інвесторам в Пункті виміру права власності на Належну частку кожного Інвестора у Компенсаційних вуглеводнях згідно з Розділом 26.8.

(A) Ця Угода, Процедура обліку та Операційний договір містять порядок розрахунку, віднесення та розподілу Компенсаційних вуглеводнів та Належної частки кожного Інвестора в Компенсаційних вуглеводнях.

(B) Ця Угода та Процедура обліку містять порядок розрахунку, віднесення та розподілу Прибуткових вуглеводнів, Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях та Належної частки Інвесторів у Прибуткових вуглеводнях.

(C) Ця Угода, Процедура обліку та Операційний договір визначають, яким чином розраховується, визнається та розподіляється Належна частка кожного з Інвесторів у Прибуткових вуглеводнях.

25.2 З урахуванням положень Процедури обліку та цієї Угоди з початку видобування на Договірній ділянці Інвестори мають право на відшкодування всіх Компенсаційних витрат, які були понесені відповідно до цієї Угоди, в розмірі до 60% (шістдесяти відсотків) вартості Видобутих вуглеводнів за будь-який Календарний квартал, що визначається відповідно до Розділу 27, в тому числі в результаті Операцій, які здійснюються на власний ризик.

25.3 Компенсація витрат відповідно до Розділу 25.2 здійснюється у порядку, який відповідає міжнародним бухгалтерським принципам (в тому числі щодо права на проведення аудиту), який більш детально визначається в Процедурі обліку.

25.4 Індексація Компенсаційних витрат, які не були відшкодовані Компенсаційними вуглеводнями, обчислюється кожного Календарного кварталу в наступному порядку.

(A) Наприкінці кожного Календарного кварталу проводитиметься Індексація по відношенню до будь-яких некомпенсованих Компенсаційних витрат, у тому числі будь-які некомпенсовані Компенсаційні витрати, які переносяться з будь-якого попереднього Календарного кварталу та які не були компенсовані в такому поточному Календарному кварталі.

(B) Індексація некомпенсованих Компенсаційних витрат за кожен Календарний квартал наприкінці кожного Календарного кварталу додається до некомпенсованого залишку Компенсаційних витрат станом на таку дату і надалі компенсується як Компенсаційні витрати.

25.5 Загальна сума відшкодування Компенсаційних витрат протягом будь-якого Календарного кварталу у грошовому вираженні Видобутих вуглеводнів не повинна перевищувати відповідні відсоткові співвідношення, що зазначені в Розділі 25.2. Якщо в будь-якому Календарному кварталі обмеження в розмірі 60% (шістдесят відсотків), передбачене в Розділі 25.2, позбавляє Інвестора можливості компенсувати всі свої Компенсаційні витрати, сума Компенсаційних витрат, які підлягають компенсації, але не були компенсовані протягом Календарного кварталу, переноситься на кожен наступний Календарний квартал, поки вони не будуть компенсовані в повному обсязі.

25.6 **"Компенсаційні витрати"**:

(A) включають в себе, але не обмежуючись цим, будь-які та всі витрати, видатки та інші виплати, понесені (здійснені) будь-яким Інвестором або Оператором у зв'язку із здійсненням Операцій з вуглеводнями, в тому числі понесені до Дати набуття чинності після офіційного опублікування 24 травня 2012 року Розпорядження Кабінету Міністрів України від 10 травня 2012 року № 269-р "Про визначення переможця конкурсу на укладення угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська", з урахуванням

Розділу 12.1, а також понесені у зв'язку з Операціями з вуглеводнями до початку будь-якого видобування Вуглеводнів або при здійсненні Операцій, які здійснюються на власний ризик, або інші витрати, видатки та інші виплати, зазначені у якості Компенсаційних витрат у цій Угоді та Процедурі обліку, за винятком Витрат, що не підлягають компенсації, відповідно до цієї Угоди та Процедури обліку;

(B) не обмежуються через їх згадування у якості таких витрат у Процедурі обліку;

(C) визнаються в повному обсязі (з урахуванням Індексації) і не підпадають під будь-які обмеження, заборони або інші умови, вимоги та правила, які не передбачені Законом про УРП або цією Угодою чи Процедурою обліку, в тому числі ті, що застосовуються до витрат, які враховуються при визначенні (для зменшення) об'єкта оподаткування Податком на прибуток відповідно до Податкового кодексу України; та

(D) визнаються, незалежно від того, чи були такі Компенсаційні витрати понесені Інвестором або Інвесторами безпосередньо або через Постійне представництво Інвестора в Україні як на території України (в тому числі з українського банківського рахунку), так і за межами території України (в тому числі з іноземного банківського рахунку), в тому числі Компенсаційні витрати, які були понесені Інвестором, який діє в якості Оператора, через банківський рахунок (рахунки), відкритий(і) і яким(и) розпоряджається Оператор в цілях цієї Угоди, або незалежно від того, чи були такі Компенсаційні витрати понесені в цілях здійснення придбань від пов'язаних Осіб, чи ні, чи по відношенню до Договірної ділянки або будь-якої її частини, повернення якої здійснюється відповідно до цієї Угоди.

25.7 Незважаючи на положення Розділу 25.6(A), Компенсаційні витрати виключають Витрати, що не підлягають відшкодуванню, які детально визначені в Статті 6 Процедури обліку.

25.8 Момент визнання Компенсаційних витрат визначається в цій Угоді та Процедурі обліку.

25.9 Компенсаційні витрати та Податкові витрати підтверджуються Первинними документами, як визначено в цій Угоді та Процедурі обліку.

25.10 Жодні порушення Законодавства України будь-якими іншими Особами не повинні перешкоджати, унеможливлювати чи іншим чином негативно впливати на право Оператора на визнання Компенсаційних витрат.

25.11 Перевірка Компенсаційних витрат здійснюється Державою згідно з Розділом 17.1(E) та Розділом 17.1(F). Компенсаційні витрати підлягають коригуванню, перегляду і уточненню в результаті аудиту, проведеного Оператором згідно з Розділом 14.3 або перевірки Держави, зазначеної в Розділі 14.6.

25.12 Повернення Договірної ділянки або будь-якої її частини не буде причиною невизнання Компенсаційних витрат, понесених щодо такої повернутої Договірної ділянки або будь-якої її частини.

26. РОЗПОДІЛ ПРИБУТКОВИХ ВУГЛЕВОДНІВ

26.1 Прибуткові вуглеводні обчислюються кожен Календарний квартал і розподіляються між Державою та Інвесторами виходячи із Загального обсягу вуглеводнів за УРП, розподілених у Пунктах виміру, за попередні 4 (чотири) Календарні квартали і

кумулятивної реальної норми прибутку після сплати податків, досягнутої Шевроном станом на попередній Календарний квартал, як визначено Оператором (надалі – "**РНП**"), як зазначено у Розділі 26.2, та підтверджується аудиторським звітом згідно з Розділом 14.3. Процентна частка Держави в Прибуткових вуглеводнях ("**Процентна частка Держави у прибуткових вуглеводнях**") і процентна частка Інвесторів в Прибуткових вуглеводнях ("**Процентна частка Інвесторів в прибуткових вуглеводнях**") визначаються згідно з Розділом 26.2 і відображаються у Звіті про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні.

26.2 Процентна частка Держави у прибуткових вуглеводнях та Процентна частка Інвесторів у прибуткових вуглеводнях визначаються наступним чином, в залежності від того, яка з умов у підрозділах нижче буде виконана першою:

(A) Якщо Загальний обсяг вуглеводнів за УРП, розподілених у пунктах виміру, є меншим ніж 5,0 МлрдКМ за попередні 4 (чотири) Календарні квартали або РНП Шеврона є меншою ніж 18%:

(1) Процентна частка Держави в прибуткових вуглеводнях становить 17% та

(2) Процентна частка Інвесторів в прибуткових вуглеводнях становить 83%.

(B) Якщо РНП Шеврона є більшою ніж або дорівнює 18%, а Загальний обсяг вуглеводнів за УРП, розподілених у пунктах виміру, за попередні 4 (чотири) Календарні квартали є більшим ніж або дорівнює 5,0 МлрдКМ на рік, але є меншим за 7,5 МлрдКМ

або

РНП Шеврона є більшою ніж або дорівнює 18%, але меншою ніж 25%, а Загальний обсяг вуглеводнів за УРП, розподілених у пунктах виміру, є більшим ніж або дорівнює 5,0 МлрдКМ за попередні 4 (чотири) Календарні квартали:

(1) Процентна частка Держави в прибуткових вуглеводнях становить 22% та

(2) Процентна частка Інвесторів в прибуткових вуглеводнях становить 78%.

(C) Якщо РНП Шеврона є більшою ніж або дорівнює 25%, а Загальний обсяг вуглеводнів за УРП, розподілених у пунктах виміру, за попередні 4 (чотири) Календарні квартали є більшим ніж або дорівнює 7,5 МлрдКМ на рік, але є меншим за 10,0 МлрдКМ

або

РНП Шеврона є більшою ніж або дорівнює 25%, але меншою за 30%, а Загальний обсяг вуглеводнів за УРП, розподілених у пунктах виміру, є більшим або дорівнює 7,5 МлрдКМ за попередні 4 (чотири) Календарні квартали:

(1) Процентна частка Держави в прибуткових вуглеводнях становить 30% та

(2) Процентна частка Інвесторів в прибуткових вуглеводнях становить 70%.

(D) Якщо Загальний обсяг вуглеводнів за УРП, розподілених у пунктах виміру, є більшим або дорівнює 10,0 МлрдКМ за попередні 4 (чотири) Календарні квартали, а РНП Шеврона є більшою або дорівнює 30%:

(1) Процентна частка Держави в прибуткових вуглеводнях становить 40% і

(2) Процентна частка Інвесторів в прибуткових вуглеводнях становить 60%.

26.3 Починаючи з Дати набуття чинності РНП Шеврона має визначатися наступним чином на основі Чистого руху грошових коштів Шеврона шляхом застосування процедури, передбаченої в пункті (A) нижче, яка нараховується та накопичується відповідно до підрозділів (B), (C) та (D) нижче:

(A) Чистий рух грошових коштів Шеврона, визначений Методом нарахування згідно з Процедурою обліку і розрахований в Доларах США по відношенню до Договірної ділянки за кожен Календарний квартал (надалі – "**Чистий рух грошових коштів**"), визначається як:

(1) Сукупний дохід Шеврону, отриманий протягом Календарного кварталу від реалізації розподіленої частки Шеврону у Компенсаційних вуглеводнях та Прибуткових вуглеводнях, які були видобуті на Договірній ділянці, визначений у випадку Продажів на ринкових умовах, виходячи із фактично отриманої виручки від продажів Шеврона (скориговані на витрати, вказані в Розділі 27.1) та, у випадку продажів, що не вважаються Продажами на ринкових умовах, - на основі принципів оцінки вартості, передбачених в Розділі 27.

(2) за вирахуванням частки Шеврону у Компенсаційних витратах, визнаних у Календарному кварталі згідно з Процедурою обліку.

(3) за вирахуванням частки Шеврону у сумі Податку на прибуток та будь-яких інших Податків України (окрім податків, які включаються до суми Компенсаційних витрат, і ПДВ в тій мірі, в якій він був відшкодований Оператору або іншим чином зарахований згідно з цією Угодою), що підлягають сплаті Оператором у зв'язку з Операціями з вуглеводнями протягом Календарного кварталу.

(B) Накопичений складений чистий рух грошових коштів Шеврону (НСЧРГК1) в цілях цього підрозділу підсумовується за ставкою 4,2247% (еквівалент у річному вимірі ставки 18,0%), який помножується на Інфляційне коригування і накопичується починаючи з Дати набуття чинності відповідно до наступної формули:

НСЧРГК1 (поточний Календарний квартал) =

[1,042247 * I * НСЧРГК1 (попередній Календарний квартал)] + ЧРГК (поточний Календарний квартал),

де

НСЧРГК1=Накопичений складений чистий рух грошових коштів за річною РНП на рівні 18,0%

ЧРГК=Чистий рух грошових коштів

I=Інфляційне коригування за Поточний календарний квартал

1,042247=Квартальна РНП річного значення на рівні 18,0%

(C) Накопичений складений чистий рух грошових коштів Шеврону (НСЧРГК2) в цілях цього пункту підсумовується за ставкою 5,7371% (еквівалент у річному вимірі ставки 25,0%), який помножується на Інфляційне коригування і накопичується починаючи з Дати набуття чинності відповідно до наступної формули:

НСЧРГК2 (поточний Календарний квартал) =

[1,057371 * I * НСЧРГК2 (попередній Календарний квартал)] + ЧРГК (поточний Календарний квартал),

де

НСЧРГК2 = Накопичений складений чистий рух грошових коштів за річною РНП на рівні 25,0%

ЧРГК = Чистий рух грошових коштів

I = Інфляційне коригування за Поточний календарний квартал

1.057371 = Квартальна РНП річного значення на рівні 25,0%

(D) Накопичений складений чистий рух грошових коштів Шеврону (НСЧРГК3) в цілях цього пункту підсумовується за ставкою 6,7790% (еквівалент у річному вимірі ставки 30,0%), який помножується на Інфляційне коригування і накопичується починаючи з Дати набуття чинності відповідно до наступної формули:

НСЧРГК3 (поточний Календарний квартал) =

[1,067790 * I * НСЧРГК32 (попередній Календарний квартал)] + ЧРГК (поточний Календарний квартал),

де

НСЧРГК3 = Накопичений складений чистий рух грошових коштів за річною РНП на рівні 30,0%

ЧРГК = Чистий рух грошових коштів

I = Інфляційне коригування за Поточний календарний квартал

1,067790 = Квартальна РНП річного значення на рівні 30,0%

(E) "**Інфляційне коригування**" означає відносну зміну, обчислену за формулою, яка подається нижче, Індекса дефлятора умовних цін Валового національного продукту США (надалі – "**Індекс дефлятора ВВП**") між двома Календарними кварталами, які безпосередньо передують поточному Календарному кварталу. Індекс дефлятора ВВП, який використовується, визначається Бюро економічного аналізу (БЕА) Міністерства торгівлі США в щомісячному виданні "Дослідження поточного бізнесу" протягом третього Місяця, одразу після закінчення кожного Календарного кварталу. Якщо зазначене видання припиняє

своє існування, Сторони використовуватимуть "Міжнародну фінансову статистику" Міжнародного валютного фонду або інші відповідні видання, які мають бути взаємно погоджені Сторонами.

Інфляційне коригування = Індекс дефлятора ВВП n-1/Індекс дефлятора ВВП n-2,

де

Дефлятор ВВП n-1 = Індекс дефлятора ВВП за Календарний квартал, який безпосередньо передує поточному Календарному кварталу

Дефлятор ВВП n-2 = Індекс дефлятора ВВП за Календарний квартал, який безпосередньо передує Календарному кварталу, який безпосередньо передував поточному Календарному кварталу

26.4 РНП, яка була досягнута Шевроном, визначається наступним чином, в залежності від того, яка з умов у Розділах нижче буде виконана першою:

(A) якщо значення НСЧРГК1 станом на кінець попереднього Календарного кварталу є від'ємним, тоді РНП є меншою 18%, в іншому випадку

(B) якщо значення НСЧРГК2 станом на кінець попереднього Календарного кварталу є від'ємним, тоді РНП є більшою або дорівнює 18% і меншою 25%, в іншому випадку

(C) якщо значення НСЧРГК3 станом на кінець попереднього Календарного кварталу є від'ємним, тоді РНП є більшою або дорівнює 25% і меншою 30%, в іншому випадку

(D) якщо значення НСЧРГК3 станом на кінець попереднього Календарного кварталу є додатнім, тоді РНП є більшою або дорівнює 30%.

26.5 Розподіл Прибуткових вуглеводнів між Державою та Інвесторами в поточному Календарному кварталі здійснюється відповідно до Розділу 26.2 з застосуванням значення РНП Шеврона відповідно до Розділу 26.4 за попередній Календарний квартал. Оператор повинен повідомляти Державу та Інвестора, який не є Оператором, кожного Календарного Кварталу про Процентну частку Держави в прибуткових вуглеводнях, визначену відповідно до Розділу 26.2.

26.6 Процентна частка Держави в прибуткових вуглеводнях, що визначається відповідно до Розділу 26.2 і використовується у якості основи для розподілу Прибуткових вуглеводнів між Державою та Інвесторами у поточному Календарному кварталі, не повинна бути меншою Процентної частки Держави в прибуткових вуглеводнях, що застосовувалась за попередній Календарний квартал.

26.7 **"Загальний обсяг вуглеводнів за УРП, розподілених у пунктах виміру"** розраховуються кожного Календарного кварталу та означає стосовно Вуглеводнів:

"Загальний обсяг вуглеводнів за УРП, розподілених у пунктах виміру" (МлрдКМ) = NGDIP(Q) + CODIP(Q)),

де:

NGSIP(Q) = Мільярди кубічних метрів Природного газу, що був розподілений Сторонам у Пунктах виміру у відповідному Календарному кварталі.

CODIP(Q) = Мільярди еквіваленту кубічних метрів Сирої нафти, що була розподілена Сторонам у Пунктах виміру у відповідному Календарному кварталі,

де:

CODIP(Q) = COR(Q)/ NGP(Q)

COR(Q) = Вартість Сирої нафти, яка виражена в мільйонах Доларів США і яка була розподілена Сторонам у Пунктах виміру протягом відповідного Календарного кварталу, яка визначена згідно з Розділом 27.

NGP(Q) = Середня ціна за одиницю товару, виражена в Доларах США за кожну тисячу кубічних метрів, за продажі Природного газу Шеврона протягом відповідного Календарного кварталу, визначена відповідно до Розділу 27.

26.8 Видобуті вуглеводні підлягають розподілу кожного Календарного кварталу між Сторонами з урахуванням наступного:

(A) загальний обсяг Видобутих вуглеводнів визначається відповідно до показників вимірювального обладнання в Пункті виміру (відповідно до Розділу 27.3), а його вартість визначається відповідно до Розділу 27.1;

(B) обсяг Компенсаційних вуглеводнів визначається відповідно до невідшкодованої частки Компенсаційних витрат, які відшкодовуються за рахунок Компенсаційних вуглеводнів, та не може перевищувати 60% (шістдесяти відсотків) Видобутих вуглеводнів у відповідному Календарному кварталі відповідно до Розділу 25.2;

(C) Компенсаційні вуглеводні розподіляються між Інвесторами відповідно до їх Належних часток;

(D) загальний обсяг Прибуткових вуглеводнів визначається як різниця між загальним обсягом Видобутих вуглеводнів та обсягом Компенсаційних вуглеводнів у відповідному Календарному кварталі відповідно до Розділу 25.3;

(E) загальний обсяг Прибуткових вуглеводнів розподіляється між Сторонами Угоди відповідно до їх Належних часток;

(F) якщо Сторони не домовляться про інше, розподіл Видобутих вуглеводнів, в тому числі Компенсаційних вуглеводнів та Прибуткових вуглеводнів, здійснюється у спосіб, відповідно до якого Належна частка кожної Сторони повинна доставлятися та прийматися в Пункті виміру звичайними партіями Сирої нафти та, безперервно, наскільки це практично можливо, для Природного газу; та

(G) розподіл загального обсягу Компенсаційних вуглеводнів та Прибуткових вуглеводнів, видобутих та розподілених під час виконання Операцій, які здійснюються на власний ризик, відбувається з урахуванням Належних часток Інвесторів, які беруть участь у таких операціях.

26.9 Починаючи з Календарного кварталу, який передує першому Календарному кварталу, у якому очікується перший видобуток і розподіл Видобутих вуглеводнів Сторонам у

Пункті виміру, Оператор, не пізніше ніж за 30 (тридцять) днів до початку кожного Календарного кварталу подає до Державного уповноваженого органу документ, який відображатиме прогнозну вартість Компенсаційних витрат, які відшкодовуються за рахунок Компенсаційних вуглеводнів, та прогнозний обсяг Видобутих вуглеводнів, в тому числі, Компенсаційних вуглеводнів, на підставі оцінки вартості Видобутих вуглеводнів відповідно до Розділу 27 (надалі – "**Попередня оцінка**"). На підставі Попередньої оцінки, Держава та Інвестори повинні не пізніше 15 (п'ятнадцяти) днів до початку кожного Календарного кварталу підписати відповідний акт (надалі – "**Акт про розподіл Видобутих вуглеводнів**"). Акт про розподіл Видобутих вуглеводнів готується відповідно до правил, вказаних в Розділі 26.8 вище, та в ньому зазначаються:

(A) прогнозний обсяг Компенсаційних витрат, які відшкодовуються за рахунок Компенсаційних вуглеводнів у відповідному Календарному кварталі;

(B) прогнозний обсяг Компенсаційних вуглеводнів, що необхідний для відшкодування прогнозного обсягу Компенсаційних витрат, які відшкодовуються за рахунок Компенсаційних вуглеводнів, який визначається з використанням порядку оцінки, вказаному в Розділі 27;

(C) запропоновані пропорції розподілу, що застосовуватимуться для розподілу Компенсаційних вуглеводнів із зазначенням обсягу Компенсаційних вуглеводнів, що належатиме кожному з Інвесторів в результаті їх розподілу;

(D) запропоновані пропорції розподілу, що застосовуватимуться для розподілу Прибуткових вуглеводнів із зазначенням обсягу таких Прибуткових вуглеводнів, що належатиме кожному з Інвесторів та Державі в результаті їх розподілу (з урахуванням будь-якого Притримання, встановленого цією Угодою); та

(E) коригування за попередній Календарний квартал (якщо застосовується), зазначені в останній підписаній Декларації Належних часток.

26.10 З урахуванням Розділу 26.16 Акт про розподіл Видобутих вуглеводнів оформляється в 3 (трьох) екземплярах та підписується Інвесторами та Державним уповноваженим органом або іншим належним чином уповноваженим представником Держави. Такий Акт про розподіл Видобутих вуглеводнів (прогнозні відсотки Належних часток) підтверджує право власності Сторін на відповідний обсяг Видобутих вуглеводнів, який відповідна Сторона набуде негайно після розподілу Видобутих вуглеводнів в Пункті виміру в наступному Календарному кварталі. З урахуванням Притримання, яке може бути застосоване щодо частки Держави у Прибуткових вуглеводнях, Сторони мають право вільно розпоряджатися їх Належними частками після розподілу Прибуткових вуглеводнів в Пункті виміру. У випадку, якщо Акт про розподіл Видобутих вуглеводнів не було підписано всіма Сторонами, відсотки Належних часток, зазначені у останній Декларації Належних часток, що подана Оператором Сторонам, будуть підтверджувати право власності Сторін на відповідні обсяги Видобутих вуглеводнів після їх розподілу в Пункті виміру до моменту вирішення Спору або підписання Декларації Належних часток.

26.11 Акт про розподіл Видобутих вуглеводнів та/або Декларація Належних часток є достатніми та належними документами, що підтверджують право власності кожної Сторони на Належну частку у Видобутих вуглеводнях, у тому числі для здійснення продажів Видобутих вуглеводнів в Україні або їх транспортування За кордон.

26.12 Ризик випадкової втрати Видобутих вуглеводнів після розподілу у Пунктах виміру несе власник Видобутих вуглеводнів.

26.13 Для підтвердження фактичного обсягу та вартості Видобутих вуглеводнів в Календарному кварталі, Належних часток та будь-яких інших коригувань, які потрібно зробити в наступному Календарному кварталі, на основі результатів за поточний Календарний квартал Оператор повинен протягом 20 (двадцяти) днів після закінчення кожного Календарного кварталу і починаючи з першого Календарного кварталу, що слідує за Датою початку, підготувати та подати Сторонам відповідний звіт (надалі – "**Декларація Належних часток**"). Для підтвердження Належних часток та будь-якого коригування Сторони повинні підписати Декларацію Належних часток протягом 30 (тридцяти) днів після закінчення кожного Календарного кварталу. Декларація Належних часток повинна містити наступне:

(A) обсяг Видобутих вуглеводнів (щодо Природного газу і Сирої нафти) протягом відповідного Календарного кварталу (із зазначенням показників вимірювального обладнання в Пунктах виміру на початок та на кінець Календарного кварталу) та їх вартість щодо Природного газу та Сирої нафти, визначену відповідно до Розділу 27.1;

(B) сума Компенсаційних витрат, які відшкодовуються за рахунок Компенсаційних вуглеводнів кожному Інвестору за відповідний Календарний квартал;

(C) обсяг і вартість Компенсаційних вуглеводнів у відповідному Календарному кварталі по кожному виду Вуглеводнів;

(D) обсяг і вартість Прибуткових вуглеводнів за відповідний Календарний квартал по кожному виду Вуглеводнів;

(E) Процентна частка Держави в прибуткових вуглеводнях і Процентна частка Інвесторів в прибуткових вуглеводнях у відповідному Календарному кварталі;

(F) Належна частка в Компенсаційних вуглеводнях для кожного з Інвесторів за відповідний Календарний квартал, що відображає обсяг та вартість щодо Природного газу та Сирої нафти;

(G) Належна частка в Прибуткових вуглеводнях для Держави та для кожного Інвестора за відповідний Календарний квартал, що відображає обсяг та вартість щодо Природного газу та Сирої нафти; та

(H) будь-яке необхідне коригування, що підлягає відображенню в наступному Календарному кварталі в результаті різниці між фактичними Належними частками Видобутих вуглеводнів для Сторін за поточний Календарний квартал та розподілами Вуглеводнів Сторонам, що відбулися протягом Календарного кварталу, із застосуванням оцінки та включаючи будь-які необхідні коригування відносно попередніх Календарних кварталів, що відображають обсяг Природного газу та Сирої нафти, залежно від обставин.

26.14 Якщо Декларація Належних часток не буде підписана всіма Сторонами до 30-го дня, який слідує за закінченням відповідного Календарного кварталу, для цілей сплати Податків України можуть використовуватися прогнозні дані з Акту про розподіл Видобутих вуглеводнів за відповідний Календарний квартал та дані про загальний обсяг Видобутих вуглеводнів, що визначені за відповідний Календарний квартал згідно з умовами цієї Угоди. В усіх випадках, якщо Декларація Належних часток не буде підписана до дати подання податкової декларації, прогнозні дані, вказані в Акті про розподіл Видобутих вуглеводнів за відповідний Календарний квартал та дані про загальний обсяг Видобутих вуглеводнів, що визначені за відповідний Календарний квартал, мають використовуватися згідно з умовами цієї Угоди.

26.15 Якщо будь-які розбіжності будуть виявлені після остаточного розподілу відповідно до Розділу 26.13 (на підставі аудитів, проведених відповідно до Розділу 14, рішення, прийнятого відповідно до Розділу 26.13 цієї Угоди, або іншим чином, що прямо передбачено Угодою), всі Сторони Угоди здійснять відповідні коригування у наступному Календарному кварталі.

26.16 Акт про розподіл Видобутих вуглеводнів та Декларація Належних часток повинні відображати показники по кожному виду Видобутих вуглеводнів.

26.17 Всі Спори, які виникають у зв'язку із цим Розділом 26, повинні вирішуватися шляхом передачі їх на розгляд Експерту за зверненням Держави або Інвесторів відповідно до положень Розділу 40.8.

27. ОЦІНКА ВАРТОСТІ ТА ВИМІРЮВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ

27.1 Для всіх цілей оцінки згідно з цією Угодою вартість всіх Вуглеводнів розраховується згідно з цим Розділом і Процедурою обліку. Метою оцінки вартості є, без обмеження, визначення Компенсаційних вуглеводнів, Прибуткових вуглеводнів, Податку на прибуток і Плати за користування надрами.

Вартість Вуглеводнів усіх Сторін визначатиметься виключно на підставі сукупної вартості Належної частки Шеврона у продажах Природного газу і Сирої нафти, як визначено нижче і згідно з Процедурою обліку.

Вартість всієї Належної частки Шеврона у Видобутих вуглеводнях, що були продані або будь-яким іншим чином відчужені, визначатиметься у Пунктах виміру і включатиме всі продажі Природного газу і Сирої нафти Шеврона, які обліковуються у валюті продажу і конвертуються в Долари США відповідно до Процедури обліку.

Вартість Природного газу кожної Сторони у Доларах США визначається шляхом множення кількісного виразу Належної частки кожної Сторони в Природному газі, що надається в МВт-год, на середню ціну за одиницю продажів Природного газу Шеврона. Середньою ціною за одиницю продажів Природного газу Шеврона, яка надається в Доларах США/МВт-год, є сукупна вартість Продажів природного газу Шеврона, виражена в Доларах США, поділена на загальний кількісний вираз Продажів природного газу Шеврона, що надається в МВт-год.

Вартість Сирої нафти кожної Сторони визначається шляхом множення кількісного виразу Належної частки кожної Сторони в Сирій нафті, що надається в Тоннах, на середню ціну за одиницю продажів Сирої нафти Шеврона. Середньою ціною за одиницю продажів Сирої нафти Шеврона, що надається в Доларах США за Тонну, є сукупна вартість Продажів сирої нафти Шеврона, поділена на загальний кількісний вираз Продажів сирої нафти Шеврона, що надається в Тоннах.

Оператор надає Державному уповноваженому органу всю інформацію, що необхідна для визначення вартості Вуглеводнів відповідно до Розділу 27, як це передбачено в Процедурі обліку.

(A) **Визначення вартості Природного газу**. Обсяг Належної частки Шеврона в Природному газі, що був проданий або будь-яким іншим чином відчужений, в кожному Пункті виміру постійно визначається на передавальному лічильнику і реєструється кожного дня в СКМ. Одночасно з цим, Вища теплотворна здатність таких самих обсягів Природного газу визначатиметься і фіксуватиметься постійно за допомогою калориметра, який встановлюється і використовується згідно з відповідними стандартами вимірювання природного

газу Європейського Союзу. Кількість енергії стосовно продажів Природного газу Шеврона, виражена в МВт-год, в кожному Пункті виміру за кожен день, визначається шляхом множення середнього значення Вищої теплотворної здатності Природного газу (в МВт-год/СКМ) на обсяг Природного газу (в СКМ), виміряний протягом дня в кожному Пункті виміру.

Загальна вартість продажів Природного газу Шеврона (в Доларах США) визначається як сума чистої приведеної вартості реалізації всього обсягу Природного газу Шеврона у всіх Пунктах виміру, стосовно продажів, що відбуваються на території України або За кордоном, відповідно до нижченаведеного.

Вартість у Пункті виміру повинна розраховуватися таким чином:

(1) Стосовно продажів Природного газу Шеврона, що були здійснені як Продажі на ринкових умовах, як на території України, так і За кордоном вартість для кожного продажу визначається як фактичні надходження від продажу в Пункті доставки на умовах франко-борт (FOB) за вирахуванням витрат, понесених на шляху від Пункту виміру до Пункту доставки, включаючи, окрім іншого, балансування, транспортування (на регульований та вторинний ринок), втрати, зберігання, обробку, очистку, дистрибуцію, організацію збуту і транспортування, та інші витрати, які мають бути конвертовані в Долари США відповідно до Процедури обліку.

(2) Стосовно продажів Природного газу Шеврона, що не були здійснені відповідно до Розділу 27.1(A)(1), як на території України, так і За кордоном вартість для кожного продажу визначається в Пункті доставки на умовах франко-борт (FOB) як результат множення Базової ціни газу (в Доларах США/МВт-год) кожного такого продажу на кількість газу, проданого при кожному такому продажу (в МВт-год) за вирахуванням витрат, понесених на шляху від Пункту виміру до Пункту доставки, включаючи, окрім іншого, балансування, транспортування (на регульований та вторинний ринок), втрати, зберігання, обробку, очистку, дистрибуцію, організацію збуту і транспортування та інші витрати, які мають бути конвертовані в Долари США відповідно до Процедури обліку.

$V_{gas} = (PB_{gas} \times Q_{gas}) - T1$

де: V_{gas} становить вартість кожного продажу Природного газу в Пункті виміру {Долари США},

PB_{gas} становить Базову ціну газу при кожному продажі Природного газу в Пункті доставки та є ціною, за якою газ продається Афілійованим особам Шеврона {Доларів США/МВт-год},

Q_{gas} становить кількісний вираз кожного відповідного продажу Природного газу {в МВт-год}, та

T_1 становить всі витрати, пов'язані з транспортуванням кількісного виразу Природного газу від Пункту виміру до Пункту доставки, включаючи, окрім іншого, балансування, транспортування (на регульований та вторинний ринок), втрати, зберігання, обробку, очистку, дистрибуцію, організацію збуту і транспортування та інші витрати {Долари США},

та де:

Базова ціна газу, PB = (NCG_{av} x H) – T – S) x C {Доларів США/ МВт-год}

де:

NCG_{av} = середня ціна торгів в газовому хабі NetConnect Germany (що визначається нижче) {євро/МВт-год},

H = фактор хаба, що включає в себе витрати, пов'язані з торгами, що проводяться в хабі NCG; такий фактор не повинен бути більшим за 0,98 {дробове значення},

T = всі витрати за одиницю, пов'язані із транспортуванням кількісного виразу Природного газу між Пунктом доставки та хабом NCG, включаючи, окрім іншого, балансування, транспортування (на регульований та вторинний ринок), втрати, зберігання, обробку, очистку, дистрибуцію, організацію збуту і транспортування та будь-які інші витрати, облік яких ведеться у витратах на одиницю виміру {євро/МВт-год},

S = всі податки, що справляються при доставці газу на шляху між Пунктом доставки та хабом NCG, облік яких ведеться у витратах на одиницю виміру {євро/МВт-год}

C = Конвертація валюти {Долари США/євро}.

NCG_{av} = складатиме середнє значення 3 (трьох) публікацій ф'ючерсних цін наступного Місяця поставки або цін на день вперед за звітний Місяць, що містяться на кожному сайті компанії NCG кожного дня, що є Робочим днем NCG у звітному Місяці, у таких виданнях:

a. На сайті компанії Argus, ф'ючерсні ціни NCG,

b. В цінових оцінках NCG в звіті ESGM, що надається компанією Heren: середнє значення цін продавця та покупця,

c. В показниках NCG, що надаються виданням "Platts' European Gas Midpoints" (під заголовком "European Gas Daily").

Вибір між цінами на наступний Місяць поставки або на день вперед в цілях розрахунку NCGav для кожного продажу залежатиме від того, що, на розсуд Шеврона, є найбільш прийнятним для продажу кількісного виразу газу мінливої певності.

Вся допоміжна інформація, яка підтверджує витрати в T_1, T_2 та S вище в цьому Розділі, надається Шевроном в якості Інвестора Оператору для підтвердження оцінки вартості Вуглеводнів в цьому Розділі 27.1.

У разі якщо газовий хаб NetConnect Germany припинить своє існування, буде реорганізований або об'єднаний з іншими хабами, буде поділений, або якщо Шеврон вважатиме, що надалі він не відображає фактичний стан Європейського газового ринку, на якому працює Шеврон або його Афілійовані особи, Шеврон запропонує альтернативний хаб для визначення ціни на заміну NCG, при цьому сторони проведуть зустріч з метою обговорення такого нового Розділу в цілях визначення ціни, що зазначається в рівнянні, що надається вище

в цьому Розділі 27.1(A)(2). Інші значення рівняння залишатимуться незмінними.

(B) **Визначення вартості Сирої нафти**. Обсяг Належної частки Шеврона в Сирій нафті кожного типу, що була продана або будь-яким іншим чином відчужена в кожному Пункті виміру, безперервно вимірюється на передавальному лічильнику і реєструється щодня (в кубічних метрах, $м^3$) за показниками температури та тиску, при яких здійснюється доставка. Одночасно з цим, густина обсягу Сирої нафти кожного типу буде вимірюватися і реєструватися за допомогою денсиметра стосовно таких самих умов доставки шляхом постійного або принаймні щоденного відбору зразків. Такі вимірювальні пристрої мають бути встановлені і використовуватися згідно з чинними стандартами вимірювання Європейського Союзу. Для продажів Сирої нафти Шеврона кожного типу в кожному Пункті виміру за кожен день кількість має розраховуватися шляхом множення виміряної густини ($кг/м^3$) Сирої нафти кожного типу на об'єм Сирої нафти кожного типу ($м^3$) та ділення на одну тисячу (1 000), при цьому отриманий результат фіксується в Тоннах (т). Типи Сирої нафти мають бути погоджені принаймні за 6 (шість) Місяців до перших продажів Вуглеводнів і мають бути визначені як рідкі фракції Вуглеводнів, що зазвичай реалізуються, серед інших, такі як зріджені вуглеводневі гази, конденсат та лігроїн.

Вартість продажів Сирої нафти Шеврона (в Доларах США) стосовно продажів, що відбуваються на території України або За кордоном, визначається як сума чистої приведеної вартості продажів Сирої нафти Шеврона всіх типів в Пунктах виміру.

Для кожного продажу Сирої нафти Шеврона покупцеві у Пункті доставки вартість у Пункті виміру повинна розраховуватися шляхом вирахування витрат на транспортування Сирої нафти від Пункту виміру до Пункту доставки від надходжень від реалізації, отриманих у Пункті доставки.

Вартість у Пункті виміру повинна розраховуватися таким чином:

(1) Стосовно продажів Сирої нафти Шеврона, що були здійснені як Продажі на ринкових умовах, вартість для кожного продажу визначається як фактичні надходження від продажу в Пункті доставки на умовах франко-борт (FOB) за вирахуванням витрат, понесених на шляху між Пунктом виміру та Пунктом доставки, включаючи, окрім іншого, транспортування, втрати, зберігання, обробку, очистку, дистрибуцію, транспортування до місця збуту, організацію збуту та інші витрати, які мають бути конвертовані в Долари США відповідно до Процедури обліку.

(2) Стосовно продажів Сирої нафти Шеврона, що не були здійснені відповідно до Розділу 27.1(B)(1), Сира нафта, видобута з Договірної ділянки, має бути розподілена за категоріями в залежності від її якості та інших характеристик, що найбільш відповідають категоріям Сирої нафти, що встановлені у виданні Argus Petroleum Markets Service (Argus). Вартість таких продажів на користь Афілійованих осіб Шеврона За кордоном або на території України визначається як сума добутків, одержаних шляхом множення Базової ціни сирої нафти (в Доларах США за Тонну) для проданої Сирої нафти кожного виду на визначену в Тоннах кількість проданої Сирої нафти кожного відповідного виду за вирахуванням витрат, понесених на шляху від Пункту виміру до Пункту

доставки, включаючи, окрім іншого, транспортування, втрати, зберігання, обробку, очистку, дистрибуцію, організацію продажів і транспортування та інші витрати, які мають бути конвертовані в Долари США відповідно до Процедури обліку. Базова ціна сирої нафти для кожного виду Сирої нафти визначається як середнє значення ціни за 11 (одинадцять) днів на умовах франко-борт (FOB), котирування якої надаються Argus станом на дату продажу, за період від п'ятого дня, який передує такій даті, до п'ятого дня, який слідує після такої дати, виражена в Доларах США за Тонну. У випадку, якщо Argus не опублікує необхідної інформації щодо ціни на певний тип Сирої нафти або, на власний розсуд Шеврона, опублікована інформація вважається такою, яка більше не відображає справжню ринкову ціну певного типу Сирої нафти, Шеврон має право рекомендувати для використання альтернативне видання, а Сторони повинні провести зустріч для визначення видання, яке використовуватиметься для конкретного типу Сирої нафти.

$V_{crude} = (PB_{crude} \times Q_{crude}) - T_{crude}$

де: V_{crude} становить вартість кожного продажу Сирої нафти в Пункті виміру {Долари США},

PB_{crude} становить Базову ціну Сирої нафти при кожному продажі Сирої нафти в Пункті доставки {Доларів США /тонну},

Q_{crude} становить кількісний вираз кожного відповідного продажу Сирої нафти {в тоннах}, та

T_{crude} становить всі витрати, пов'язані з транспортуванням кількісного виразу Сирої нафти від Пункту виміру до Пункту доставки, включаючи, окрім іншого, транспортування, втрати, зберігання, обробку, очистку, дистрибуцію, організацію продажів і транспортування та інші витрати {Долари США}.

27.2 Щодо Розділів 27.1(A)(2) та 27.1(B)(2) визнається, що умови ринку Вуглеводнів можуть істотною мірою змінитися в Україні та в Європейському Союзі після Дати набуття чинності. У випадку, коли такі зміни ринкових умов призведуть до того, що визначений в таких Розділах метод оцінки вартості стане комерційно або економічно неприйнятним для Шеврона, Сторони при отриманні від Шеврона попереднього повідомлення за 30 (тридцять) днів проведуть зустріч з метою обговорення та погодження протягом 6 (шести) Місяців нового методу оцінки вартості, який буде прийнятним для Інвесторів, аби продовжувати інвестувати в Договірну ділянку. Якщо такої домовленості не буде досягнуто протягом такого періоду у 6 (шість) Місяців, Спір передається на розгляд Експерта за проханням Сторони згідно з Розділом 40.8.

27.3 Всі Вуглеводні вимірюються в кожному Пункті виміру відповідно до Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості, і такі виміри повинні відповідати стандартам комерційного обліку. Монтаж та експлуатація будь-якого вимірювального обладнання здійснюється Оператором, за винятком випадків, коли такий Пункт виміру є частиною ЄГТСУ, а також коли монтаж, експлуатація та обслуговування вимірювального обладнання здійснювалися і мають здійснюватися відповідно до Порядку доступу до ЄГТСУ. Держава має право перевіряти будь-яке таке вимірювальне обладнання, яке було встановлене Оператором, а також всі відповідні документи та підтверджувальну інформацію, які обґрунтовано необхідні для встановлення точності таких вимірів. Оператору та кожному Інвестору, який не є

Оператором, надається аналогічне право на проведення перевірок вимірювального обладнання, яке використовується в ЄГТСУ. Все вимірювальне обладнання має регулярно проходити технічні огляди відповідно до Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості.

27.4 У разі виявлення недоліків вимірювального обладнання в ЄГТСУ використанню підлягатиме Порядок доступу до ЄГТСУ. У разі виявлення недоліків будь-якого вимірювального обладнання, Оператор докладе всіх розумних зусиль для того, щоб відремонтувати його протягом 15 (п'ятнадцяти) днів або, коли Оператор вважатиме це за доцільне, замінити його одразу, як тільки це стане практично можливим після дати, в яку стало відомо про такий недолік. "**Датою коригування**" є остання дата, коли показники вимірювального обладнання, як відомо або як було погоджено, були точними, або, коли не було відомо або погоджено, дата, яка є середньою між датою виявлення недоліку та останньою датою, коли було відомо, що показники обладнання були точними. Показники, отримані від дефектного обладнання, не приймаються до уваги щодо періоду з Дати коригування до дати ремонту або заміни дефектного обладнання, при цьому показники за такий період мають бути розраховані:

(A) якщо контрольне вимірювальне обладнання було вставлено і точно знімає показники – шляхом використання показників, які були зафіксовані таким контрольним вимірювальним обладнанням;

(B) якщо контрольне вимірювальне обладнання не було встановлене, або точні показники не знімаються – шляхом коригування помилки, якщо процентне відношення помилки може бути встановлене шляхом перевірки, калібрування або математичних обчислень; або

(C) якщо жоден метод не може бути використаний – шляхом оцінки обсягу та/або кількості, виходячи з поставок протягом попереднього аналогічного періоду часу, коли вимірювальним обладнанням знімалися точні показники.

27.5 Будь-які Спори, які виникають на підставі Розділу 27.4, на прохання будь-якої Сторони врегульовуються за рішенням Експерта відповідно до положень Розділу 40.8.

27.6 Вартість Вуглеводнів, визначена відповідно до цього Розділу 27, повинна застосовуватися та використовуватися в усіх випадках, в яких ця Угода та/або Законодавство України вимагає визначення вартості Вуглеводнів (Прибуткових вуглеводнів та Компенсаційних вуглеводнів) для цілей цієї Угоди та розподілу Вуглеводнів відповідно до цієї Угоди, в тому числі для цілей ведення Спільного облікового рахунку, підготовки Декларації Належних часток, та визначення об'єкта/бази оподаткування Податком на прибуток та Плати за користування надрами відповідно до цієї Угоди. Сторони погодилися, що вартість Вуглеводнів, визначена відповідно до цього Розділу 27, відображатиме справедливу ринкову вартість та звичайну ціну Вуглеводнів в цілях цієї Угоди.

28. РЕАЛІЗАЦІЯ ПРИБУТКОВОЇ ЧАСТКИ ДЕРЖАВИ

28.1 Оператор від імені Держави та з урахуванням положень Розділу 28.2 реалізує частку Держави в Прибуткових вуглеводнях і переказує надходження від такої реалізації на банківський рахунок Держави, за вирахуванням витрат та видатків, пов'язаних з реалізацією частки Держави в Прибуткових вуглеводнях, відповідно до цієї Угоди та Процедури обліку.

(A) Будь-які витрати, що виникають в результаті реалізації Оператором частки Держави в Прибуткових вуглеводнях від імені Держави (в тому числі, але не

обмежуючись цим, витрати на реалізацію, зберігання та транспортування, що були понесені поза Пунктом виміру), не вважаються Компенсаційними витратами, та покриватимуться за рахунок Держави і будуть погашатися за рахунок надходжень від реалізації при визначенні суми, що переказуватиметься на банківський рахунок Держави відповідно до цієї Угоди та Процедури обліку.

(B) Перерахування коштів на банківський рахунок Держави відбуватиметься до останнього дня кожного Місяця в розмірі суми, що підлягає сплаті Державі відповідно до Статті 9.3 Процедури обліку.

(C) Держава повідомить Оператору банківський рахунок, що має використовуватися для перерахування коштів Оператором відповідно до цієї Угоди та Процедури обліку.

28.2 Незважаючи на положення Розділу 28.1, у разі отримання попереднього письмового повідомлення від Держави принаймні за 180 (сто вісімдесят) днів, Держава на свій вибір може одержати у натуральній формі весь обсяг або частину обсягу Вуглеводнів, на які Держава має право і які вважатимуться оціненими за такою самою собівартістю за одиницю продукції (тобто, Доларів за МВт-год), як і при реалізації Оператором. Якщо Держава не зможе отримати в натуральній формі весь обсяг або частину такого обсягу, з метою забезпечення того, щоб видобуванню не було завдано жодної шкоди, Оператор має право продати весь обсяг або частину обсягу Вуглеводнів, що належать Державі. У випадку продажу, Оператор переказує надходження від такого продажу на банківський рахунок Держави, за вирахуванням витрат та видатків, пов'язаних з продажем частки Держави в Прибуткових вуглеводнях. Якщо Оператор не реалізує своє право на продаж частки Держави у Вуглеводнях, Держава повинна зберігати такий обсяг Вуглеводнів, який вона вирішила отримати в натуральній формі.

28.3 Виконання Простроченого грошового зобов'язання забезпечується шляхом права Оператора притримати Відповідну частку Держави ("**Притримання**") з моменту отримання Державою Повідомлення про прострочення і до однієї з наступних подій (в залежності від того, яка з них настане раніше): (i) Продаж об'єкту притримання, або (ii) будь-яке інше виконання Простроченого грошового зобов'язання Державою, в тому числі шляхом зарахування, як зазначено в Розділі 18.4. Незважаючи на положення Розділів 28.1 та 28.2, у випадку виникнення Простроченого грошового зобов'язання та надання Повідомлення про прострочення, в якому зазначається, що Оператор вирішує розпочати процедуру погашення Простроченого грошового зобов'язання шляхом використання Притримання по відношенню до частки Держави в Прибуткових вуглеводнях відповідно до Розділу 18.4, повинні застосовуватись процедури, передбачені в Розділах 28.4 – 28.10, та Держава не може здійснити відбір такого свого обсягу Вуглеводнів відповідно до Розділу 28.2, грошовий еквівалент якого відповідає Простроченому грошовому зобов'язанню.

28.4 Якщо протягом 60 (шістдесяти) днів після дати Повідомлення про прострочення Прострочене грошове зобов'язання, зазначене у відповідному Повідомленні про прострочення, залишається непогашеним, тоді Оператор має право задовольнити такі права вимоги шляхом продажу Відповідної частки Держави, яка є об'єктом Притримання ("**Продаж об'єкту притримання**") на таких умовах:

(A) Оператор має право вести переговори із одним або декількома потенційними покупцями та визначити найкращі умови договору купівлі-продажу, в тому числі купівельну ціну;

(B) укладений між покупцем та Оператором договір купівлі-продажу є достатньою правовою підставою для переходу до покупця права власності на Відповідну частку Держави;

(C) якщо після продажу Оператором Відповідної частки Держави відповідно до Розділів 28.4(A) та 28.4(B) купівельна ціна, отримана Оператором без урахування будь-якого ПДВ, нарахованого Оператором на такий продаж, дорівнює або є меншою, ніж сума Простроченого грошового зобов'язання, зазначена у відповідному Повідомленні про прострочення, разом із сумою будь-яких витрат та видатків Оператора, пов'язаних із таким продажем, сума Простроченого грошового зобов'язання відповідно зменшується у день Повідомлення про погашення на суму такої виручки, за вирахуванням суми будь-яких витрат та видатків Оператора, пов'язаних із таким продажем (і така сума повинна бути повідомлена Оператором Державному уповноваженому органу шляхом надання Повідомлення про погашення). Оператор набуває право власності на грошові кошти, отримані в результаті Продажу об'єкта притримання, після здійснення погашення Простроченого грошового зобов'язання відповідно до Розділу 18.4;

(D) якщо після продажу Оператором Відповідної частки Держави відповідно до Розділів 28.4(A) та 28.4(B) купівельна ціна, отримана Оператором, без урахування будь-якого ПДВ, нарахованого Оператором на такий продаж, перевищує суму Простроченого грошового зобов'язання, зазначену у відповідному Повідомлені про прострочення, разом із сумою будь-яких витрат та видатків Оператора, пов'язаних з таким продажем (будь-яка така сума перевищення надалі іменується "**Сума перевищення**"), тоді:

(1) якщо існує Повідомлення про прострочення, за яким зобов'язання не виконані, Оператор може зарахувати Суму перевищення в рахунок погашення існуючого на той момент Простроченого грошового зобов'язання; та

(2) якщо не існує Повідомлень про прострочення, за якими зобов'язання не виконані, тоді Сума перевищення повертається Державі протягом 15 (п'ятнадцяти) днів.

Оператор повинен повідомити Державний уповноважений орган про зарахування та будь-яку Суму перевищення шляхом надання Повідомлення про погашення;

(E) Держава повинна співпрацювати з Оператором щодо питань реалізації прав Оператора на продаж Відповідної частки Держави відповідно до умов цієї Угоди. Зокрема, на письмову вимогу Оператора, Держава повинна і належним чином оформити документи, які можуть бути необхідними для ефективної реалізації прав Оператора на продаж Відповідної частки Держави.

28.5 Протягом періоду дії Притримання, Держава не продаватиме, не обтяжуватиме та іншим чином не відчужуватиме та не надаватиме згоду продати, обтяжити чи іншим чином відчужити Відповідну частку Держави.

28.6 На підставі цієї Угоди Оператор може здійснити, якщо це передбачено Законодавством України, реєстрацію у всіх відповідних публічних реєстрах обтяження Відповідної частки Держави, що виникає з Притримання для забезпечення здійснення Притримання, встановленого згідно з цим Розділом 28.6. Оператор повинен зняти з реєстрації усі такі обтяження після повного погашення Простроченого грошового зобов'язання.

28.7 Держава цим бере на себе зобов'язання, після отримання Державою Повідомлення про прострочення від Оператора, не обтяжувати будь-яку Відповідну частку Держави будь-якими заставами або іншими видами встановлених законом або договірних обтяжень до моменту погашення Простроченого грошового зобов'язання в повному обсязі.

28.8 Наступні умови застосовуються до будь-якого Продажу об'єкта притримання:

(A) Будь-які суми, отримані Оператором у результаті будь-якого Продажу об'єкта притримання, не вважатимуться часткою Інвестора в Прибуткових вуглеводнях; та

(B) Оператор може компенсувати свої витрати, пов'язані з продажем частки Держави в Прибуткових вуглеводнях за рахунок виручки, отриманої від Продажу об'єкта притримання.

28.9 Сторони визнають, що процедура Притримання, передбачена цим Розділом 28, може потребувати уточнень у майбутньому для того, щоб врахувати зміну обставин. У такому випадку Сторони можуть зустрітись та погодити нову процедуру, яка буде прийнятною для Сторін.

29. ФІНАНСОВІ ПОЛОЖЕННЯ

29.1 Якщо дата здійснення платежу, направлення повідомлення або вчинення іншої дії відповідно до цієї Угоди припадає на день, який не є Робочим днем, такий платіж, повідомлення або інша дія здійснюється, направляється або вчиняється у перший після такого дня Робочий день.

29.2 Інвестори мають право здійснювати будь-які операції, необхідні для здійснення будь-яких Операцій з вуглеводнями, що включає можливість здійснення операцій, передбачених у цьому Розділі 29.2.

(A) Іноземний Інвестор має право надавати безповоротну фінансову допомогу, а також боргове фінансування своєму Постійному представництву.

(1) Відповідно до цієї Угоди будь-яке таке транскордонне фінансування здійснюється у вільно конвертованій іноземній валюті. Для цілей цього Розділу 28 термін "**транскордонний**" у випадку, коли він вживається щодо фінансування, позик, платежів, розрахунків та інших операцій, означає, що такі фінансування, позики, платежі, розрахунки та інші операції здійснюються між резидентом України та нерезидентом України. Для цілей цього визначення:

(a) головний офіс Іноземного Інвестора вважається нерезидентом України, тоді як Постійне представництво такого Інвестора вважається резидентом України; та

(b) розрахунки і платежі між нерезидентом та резидентом України не вважаються транскордонними, якщо (i) банківські рахунки як платника, так і отримувача, які використовуються у такій операції, відкриті в Україні, або (ii) банківські рахунки як платника, так і отримувача, які використовуються у такій операції, відкриті за межами України.

(B) Переказ коштів відповідно до цієї Угоди та Операційного договору між Інвесторами, Оператором та/або Державою здійснюється у Гривні або будь-якій вільно конвертованій іноземній валюті.

(C) Для фінансування Операцій з вуглеводнями кожен з Інвесторів має право на ринкових умовах залучати зовнішнє фінансування від третіх осіб або від його Афілійованих осіб, у межах України чи За кордоном. Будь-яке таке фінансування повинно бути прямо підпорядковане правам інших Сторін за цією Угодою, Операційним договором та не повинно суперечити умовам Угоди та Операційного договору. Будь-які витрати на таке фінансування вважатимуться індивідуальними та не вважатимуться спільними.

(D) Оператор має право здійснювати будь-які платежі у Гривні на користь своїх Підрядників резидентів України, інших контрагентів, постачальників послуг, осіб, які передають права інтелектуальної власності, та ліцензіарів, які є резидентами України, а також на користь своїх місцевих працівників.

(E) Оператор має право здійснювати у будь-якій вільно конвертованій валюті будь-які транскордонні платежі на користь своїх Підрядників, інших контрагентів, постачальників послуг, осіб, які передають права інтелектуальної власності та ліцензіарів, За кордоном, а також будь-які платежі на користь іноземних працівників в Україні або За кордоном.

(F) Кожен Інвестор має право одержувати, зберігати, передавати, використовувати в Україні або За кордоном, вільно переказувати За кордон:

(1) будь-які доходи від продажу Вуглеводнів, одержаних в Україні; та

(2) будь-які інші доходи, одержані в Україні від здійснення діяльності відповідно до цієї Угоди.

(G) Будь-який Іноземний Інвестор також має право вільно та без будь-яких обмежень переказувати За кордон будь-яку безповоротну фінансову допомогу, яка була надана його Постійному представництву.

29.3 Купівля та продаж валюти.

(A) Кожен Інвестор або Оператор має право вільно купувати будь-яку вільно конвертовану валюту, вільно переказувати кошти в такій валюті За кордон для цілей будь-яких Операцій з вуглеводнями (в тому числі операції, визначені Розділами 29.2 та 29.6), так само як і на реалізацію будь-яких інших прав, передбачених цією Угодою, а також обмінювати таку валюту на Гривню в банках в Україні.

(B) Якщо згідно із Законодавством України виручка в іноземній валюті підлягає обов'язковому продажу на українському валютному ринку, така вимога не застосовується до коштів в іноземній валюті, одержаних Інвестором або Оператором, залежно від обставин, у зв'язку із Операціями з вуглеводнями.

29.4 Кожен Інвестор має право вільно відкривати та використовувати поточні та/або вкладні (депозитні) рахунки в Гривні та/або іноземній валюті в банках в Україні для цілей Операцій з вуглеводнями. Будь-який Іноземний Інвестор може відкривати та використовувати банківські рахунки для здійснення будь-яких операцій, перерахованих нижче у цьому Розділі 29.4, а також для здійснення будь-яких операцій, які можуть бути необхідними у зв'язку з виконанням цієї Угоди.

(A) Постійне Представництво Іноземного Інвестора має право відкривати та використовувати поточні рахунки в Гривні, режим яких дозволятиме йому здійснювати усі види операцій, дозволені для поточного рахунку в Гривні юридичної особи-резидента України. Будь-які поточні рахунки Іноземного Інвестора в Гривні або в іноземній валюті повинні дозволяти Інвестору вільно користуватися грошовими коштами на таких рахунках з метою купівлі будь-якої вільно конвертованої валюти та Гривні, відповідно, без будь-яких обмежень.

(B) Кожен Іноземний Інвестор має право відкривати та використовувати поточні рахунки в іноземній валюті для здійснення будь-яких видів операцій, необхідних для фінансування діяльності, пов'язаної з Операціями з вуглеводнями, одержання виручки або інших доходів за цією Угодою та їх переказ За кордон, а також для будь-яких інших цілей, необхідних для здійснення Операцій з вуглеводнями, в тому числі, з-поміж іншого, такі операції:

(1) одержання безповоротної фінансової допомоги від іншого Інвестора (Інвесторів) або Держави;

(2) одержання та виплата транскордонних позик і позик між резидентами України (процентних, безпроцентних), або іншого боргового фінансування у будь-якій вільно конвертованій іноземній валюті, а також здійснення будь-яких інших платежів за цими інструментами;

(3) одержання та переказ усіх та будь-яких доходів, одержаних у зв'язку із цією Угодою, в тому числі доходів від продажу або іншого відчуження його частки Вуглеводнів;

(4) одержання і переказ коштів між будь-якими Інвесторами та/або Державою, в тому числі з метою розподілу виручки від продажу вуглеводнів або будь-яких інших доходів за цією Угодою між Інвесторами або Державою в Україні або За кордоном;

(5) здійснення будь-яких транскордонних платежів у будь-якій вільно конвертованій іноземній валюті, необхідних для цілей Операцій з вуглеводнями, в тому числі транскордонних платежів на користь Підрядників, інших постачальників, осіб, що надають послуги, передають права інтелектуальної власності та ліцензіарів, За кордон; та

(6) здійснення платежів іноземним працівникам відповідних Інвесторів у будь-якій вільно конвертованій іноземній валюті в межах України чи За кордон.

(C) Кожен Іноземний Інвестор має право використовувати свої вкладні (депозитні) рахунки в іноземній валюті/Гривні для одержання коштів, перерахованих з його власних поточних рахунків в іноземній валюті/Гривні, а також перерахованих іншими Інвесторами або Державою, а також для переказу коштів на свої власні банківські рахунки, рахунки інших Інвесторів або Держави в межах України чи За кордоном.

29.5 Оператор має право визначити та використовувати будь-які зі своїх поточних банківських рахунків в Україні чи За кордоном як банківські рахунки, що відкриваються та використовуються Оператором для цілей та відповідно до цієї Угоди та Операційного договору.

29.6 Упродовж Строку до будь-кого з Інвесторів або Оператора, залежно від випадку, у зв'язку із виконанням цієї Угоди не застосовуються обмеження, передбачені Законодавством України, стосовно:

(A) транскордонних операцій, в тому числі обмеження щодо строків розрахунків стосовно поставки товарів, робіт або послуг, передбачених у Законі України "Про порядок здійснення розрахунків в іноземній валюті";

(B) одержання та повернення позик у будь-якій вільно конвертованій іноземній валюті, в тому числі вимоги щодо реєстрації кредитних договорів, одержання індивідуальних ліцензій Національного банку України на отримання таких позик, а також обмеження щодо процентних ставок;

(C) транскордонних платежів у будь-якій вільно конвертованій іноземній валюті за роботи, послуги та права інтелектуальної власності, в тому числі будь-які вимоги щодо проведення обов'язкової цінової експертизи та щодо надання банку для проведення операції будь-яких документів, крім відповідного договору, на підставі якого здійснюється платіж;

(D) купівлі та продажу будь-яких вільно конвертованих іноземних валют для здійснення транскордонних розрахунків та повернення позик в іноземній валюті;

(E) платежів у будь-якій вільно конвертованій іноземній валюті працівникам-нерезидентам Інвестора в Україні чи За кордоном, в тому числі будь-які вимоги щодо одержання індивідуальних ліцензій Національного банку України на здійснення таких операцій; та

(F) платежів між будь-якими Інвесторами (як в межах України, так і За кордон) та/або Державою у зв'язку з Операціями з вуглеводнями або з метою здійснення інших операцій, пов'язаних з виконанням цієї Угоди, в Гривні або у будь-якій вільно конвертованій іноземній валюті, зокрема вимоги щодо одержання індивідуальних ліцензій Національного банку України на здійснення таких операцій;

29.7 Будь-який Іноземний Інвестор, в тому числі його Постійне представництво, має право вільно та без будь-яких обмежень відкривати та використовувати банківські рахунки За кордоном для будь-яких операцій, пов'язаних із Операціями з вуглеводнями, та будь-яких інших операцій, необхідних для виконання цієї Угоди, в тому числі одержання доходів від продажу чи іншого відчуження Вуглеводнів, оплату будь-яких товарів, робіт, послуг чи прав інтелектуальної власності (або їх використання), надання або одержання будь-якого фінансування.

29.8 Правила здійснення конвертації валют та перерахунку валют у зв'язку із цією Угодою встановлюються Процедурою обліку.

30. МИТНІ ПОЛОЖЕННЯ

30.1 Оператор, Інвестори та Підрядники мають право виступати та діяти у якості імпортера та/або експортера при здійсненні митного оформлення або в інших випадках для митних цілей в Україні відповідно до цієї Угоди, в тому числі бути зареєстрованими (перебувати на обліку) у митних органах України, та діяти у якості декларанта для декларування товарів митним органам. У зв'язку з експортом Вуглеводнів Інвестори мають право на такі ж самі права, що й Оператор відповідно до Розділу 30.1.

30.2 Оператор, Інвестори, будь-який Підрядник або будь-який представник вищезазначених осіб при ввезенні на митну територію України своїх власних або орендованих матеріалів, обладнання, устаткування, товарів, витратних матеріалів, продукції та іншого майна, які необхідні для використання чи споживання в Операціях з вуглеводнями, мають право вільного ввезення такого майна на митну територію України без застосування до них режиму ліцензування чи квотування. Оператор, Інвестори, будь-який Підрядник або будь-який представник вищезазначених осіб мають право вільно та без застосування режиму ліцензування чи квотування щодо експорту, експортувати з України раніше імпортоване майно (перелічене вище), в тому числі матеріали, обладнання, устаткування, товари, витратні матеріали, продукцію та інше майно, які більше не потрібні для Операцій з вуглеводнями.

30.3 Оператору і кожному з Інвесторів надається право вільно та без застосування режиму ліцензування чи квотування, експортувати з України усі Вуглеводні, які належать таким особам відповідно до положень цієї Угоди.

31. ПОДАТКОВІ ПОЛОЖЕННЯ

31.1 Податки України

(A) Сплачувані податки та Податки на заробітну плату

Протягом Строку та в межах Операцій з вуглеводнями Оператор (та, якщо це передбачено відповідно до цієї Угоди, Інвестор) повинен вести податковий облік та дотримуватись вимог щодо звітності з наступних перелічених Податків України та сплачувати лише Податок на прибуток, ПДВ та Плату за користування надрами за ставками, на умовах та в порядку, що передбачені Податковим кодексом України та іншим Законодавством України про Податки України, з урахуванням особливостей, передбачених цією Угодою.

Кожен Інвестор, в тому числі Оператор, також зобов'язаний утримувати та/або сплачувати податок на доходи фізичних осіб із заробітної плати та інших виплат на користь фізичних осіб-платників українського податку на доходи фізичних осіб та єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування своїх працівників в Україні (надалі – "**Податки на заробітну плату**").

Інвестори та Оператор проводитимуть розрахунки між собою щодо Податків України, що сплачуються Оператором чи підлягають відшкодуванню Оператору за цією Угодою, відповідно до Операційного договору та цієї Угоди.

Оператор згідно з цією Угодою та Операційним договором має право вимагати від кожного Інвестора, а кожен Інвестор зобов'язується сплачувати в порядку фінансування або фінансування на підставі запитів про надання коштів за цією Угодою та Операційним договором відповідну частку такого Інвестора у всіх витратах, що стосуються Податків України, та нарахувань, які мають сплачуватися або вже були сплачені Оператором за цією Угодою. У якості альтернативи, в порядку, передбаченому Операційним договором, Оператор може зарахувати будь-який платіж, який має бути здійснений на користь будь-якого з Інвесторів, в рахунок будь-якого платежу, що має бути здійснений таким Інвестором, для покриття частки всіх витрат такого Інвестора, які стосуються Податків України та нарахувань. Таке зарахування є Неоподаткованою операцією.

В тій мірі, в якій Оператор отримує грошове відшкодування Податків України, таке відшкодування має бути додане до коштів Оператора та використане, як описано в цій Угоді та Операційному договорі. Таке відшкодування є Неоподатковуваною операцією.

(B) Несплачувані податки

(1) Сплата Сплачуваних податків та Податків на заробітну плату (та виключно цих Податків України) вважається повним виконанням усіх податкових зобов'язань Інвесторів та Оператора у межах операцій, пов'язаних з виконанням цієї Угоди, протягом Строку.

Нарахування та сплата інших Податків України, в тому числі будь-яких загальнодержавних чи місцевих податків та зборів або інших обов'язкових платежів, що розглядаються як податки або збори, передбачені Законодавством України на Дату набуття чинності або встановлені після Дати набуття чинності, в Податковому кодексі України або в іншому Законодавстві України, а також податків, виплат, зборів, мит, платежів до будь-яких фондів, премій (бонусів) або інших подібних платежів (надалі – "**Несплачувані податки**") замінюється розподілом Видобутих вуглеводнів між Державою та Інвесторами (або Оператором), який здійснюється за правилами, передбаченими цією Угодою.

Несплачувані податки не повинні застосовуватись до будь-кого з Інвесторів або Оператора, або до цієї Угоди.

Протягом Строку та в межах Операцій з вуглеводнями Держава не має права справляти жодні Податки України, крім Сплачуваних податків або Податків на заробітну плату відповідно до цієї Угоди з урахуванням положень Розділу 31.1(I).

(2) Ані будь-який Інвестор, ані Оператор в межах діяльності, пов'язаної з Операціями з вуглеводнями, не підлягатиме оподаткуванню платою за землю, в тому числі орендною платою за земельні ділянки державної і комунальної власності, митом, екологічним податком, збором за спеціальне використання води, збором у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на природний газ для споживачів усіх форм власності, зборами на обов'язкове державне пенсійне страхування, в тому числі, серед інших, збори, що справляються при купівлі або продажу іноземної валюти, з послуг мобільного зв'язку, при придбанні Майна та / або Активів, при придбанні або відчужені автомобілів.

(3) Несплачувані податки не підлягають застосуванню, нарахуванню, справлянню (стягненню) або сплаті, навіть якщо розподіл Видобутих вуглеводнів не відбувся, в тому числі в разі закінчення строку або припинення Угоди або визнання її недійсною або такою, що не підлягає примусовому виконанню, або нечинною у інший спосіб до або після початку видобутку Вуглеводнів за цією Угодою.

(4) Розмір частки Держави у Прибуткових вуглеводнях визначається відповідно до Розділів 25 та 26 з урахуванням того факту, що частка Держави у Прибуткових вуглеводнях замінює всі Несплачувані податки кожного з Інвесторів, в тому числі Оператора.

(C) Адміністрування Податків України

(1) Оператор представляє Інвесторів у відносинах з Державою та з будь-якими іншими державними органами та органами місцевого самоврядування по відношенню до цієї Угоди та Операцій з вуглеводнями для цілей Сплачуваних податків, та має всі права та повноваження Інвестора, а також має право застосовувати всі податкові правила, податкові пільги та звільнення, що застосовуються до Інвестора згідно з Законодавством України та цією Угодою.

Для цілей цього Розділу 31 будь-яке посилання на Інвестора чи Оператора включає відповідно його Постійне представництво, якщо це застосовно. Також для цілей цього Розділу 31, коли вживається термін Інвестор, він включає Шеврон, що діє у якості Інвестора, а не Оператора.

Для цілей цієї Угоди будь-яке посилання на орган державної податкової служби або податковий орган або інший подібний термін включає будь-який орган, що уповноважений за Законодавством України здійснювати функції, що визначені в статті 19^1 Податкового кодексу України на Дату набуття чинності або інші подібні функції.

(2) Протягом Строку та в межах Операцій з вуглеводнями оподаткування Оператора (та, якщо і коли застосовно відповідно до цієї Угоди, Інвестора) здійснюватиметься за ставками, на умовах та в порядку, передбаченому Податковим кодексом України, з урахуванням особливостей, передбачених розділом XVIII Податкового кодексу України, статтею 282 Митного кодексу України та цією Угодою.

(3) У разі розбіжностей між положеннями розділу XVIII Податкового кодексу України (щодо особливостей оподаткування платників податків в умовах дії угоди про розподіл продукції) та іншими положеннями Податкового кодексу України або іншим Законодавством України, застосовуються правила, передбачені розділом XVIII Податкового кодексу України (щодо особливостей оподаткування платників податків в умовах дії угоди про розподіл продукції).

(4) Якщо інше не передбачено цією Угодою, Оператор, а не кожен Інвестор окремо, (i) є відповідальним за ведення окремого податкового обліку, справляння (нарахування), сплату та інше адміністрування Сплачуваних податків, (ii) має право на визнання будь-яких податкових вирахувань, витрат та податкового кредиту, в тому числі Податкові витрати та податковий кредит з ПДВ, та на отримання відшкодування та повернення переплати зі Сплачуваних податків, в тому числі бюджетного відшкодування ПДВ, а також (iii) є відповідальним за облік, видачу податкових накладних та ведення їх реєстрів за цією Угодою, подання розрахунків, декларацій та інших документів, які підлягають поданню, у зв'язку зі Сплачуваними податками.

Якщо інше не передбачено цією Угодою, Інвестор (інший, ніж Інвестор, що діє в якості Оператора) не повинен вести податковий облік, сплачувати Сплачувані податки та складати та подавати податкові декларації зі Сплачуваних податків за цією Угодою.

Нарахування (справляння) та адміністрування ПДВ та подання податкової звітності з ПДВ щодо операцій з постачання на митній території України або експорту з митної території України Видобутих вуглеводнів повинні здійснюватись в порядку передбаченому Розділом 31.1(F).

(5) Іноземний Інвестор, в тому числі Інвестор, що діє в якості Оператора, зобов'язаний зареєструвати своє Постійне представництво як платника податків в Україні.

(6) Протягом 10 (десяти) днів після державної реєстрації цієї Угоди Оператор має подати заяву про взяття на облік (реєстрацію) цієї Угоди як платника податків до органу державної податкової служби за місцезнаходженням Постійного представництва Оператора в Україні (надалі – **"Орган державної податкової служби"**). Така реєстрація здійснюється Оператором шляхом додаткового взяття на облік як платника податків, відповідального за нарахування та сплату Сплачуваних податків за цією Угодою. Взяття на податковий облік цієї Угоди здійснюється додатково до реєстрації Оператором свого Постійного представництва як платника податків.

(7) Будь-який Інвестор, в тому числі Оператор, має право зареєструватися за місцезнаходженням свого Постійного представництва як платник ПДВ за цією Угодою відповідно до Законодавства України та цієї Угоди. Будь-який Інвестор, в тому числі Оператор, має право добровільно зареєструватися як платник ПДВ у будь-який момент без необхідності дотримання будь-яких додаткових умов, що можуть бути передбачені для добровільної реєстрації.

(8) Якщо будь-який Інвестор, в тому числі Оператор, зареєстрований як платник ПДВ, подає до Органу державної податкової служби декларацію з ПДВ, яка свідчить про відсутність оподатковуваних поставок або придбань протягом 12 (дванадцяти) послідовних Місяців, анулювання такої реєстрації як платника ПДВ не відбувається.

(9) У випадку заміни Оператора згідно з цією Угодою, за умови, що ця Угода залишається чинною та зберігає юридичну силу, така зміна не може бути підставою для скасування податкової реєстрації цієї Угоди та не тягне за собою жодних податкових наслідків за цією Угодою, в тому числі виникнення будь-яких додаткових податкових зобов'язань, та не впливає на право Оператора та/або будь-якого Інвестора на Компенсаційні витрати, Компенсаційні вуглеводні, Податкові витрати, податковий кредит з ПДВ або бюджетне відшкодування ПДВ. Якщо новий Оператор (або його Постійне представництво, залежно від того, що застосовно) перебуває на обліку в тому ж Органі державної податкової служби, що й попередній Оператор (або його Постійне представництво, залежно від того, що застосовно), ця Угода продовжує перебувати на обліку в зазначеному Органі державної податкової служби, із внесенням до облікової справи відповідних змін, що відображають зміну Оператора. Якщо новий Оператор перебуває на обліку в іншому органі державної податкової служби, ніж Орган державної податкової служби, в якому був зареєстрований попередній Оператор, то проводиться зміна місця обліку цієї Угоди, з внесенням до облікової справи змін, які відображають заміну Оператора. Якщо Оператор змінюється тільки щодо окремої частини Договірної ділянки,

податковий облік та всі пов'язані зобов'язання зі Сплачуваних податків покладаються на Оператора стосовно такої частини Договірної ділянки.

(10) Ця Угода знімається з обліку як платник податків, а Оператор – як платник ПДВ за цією Угодою після закінчення Строку або припинення цієї Угоди або визнання її недійсною або такою, що не підлягає примусовому виконанню, або нечинною у інший спосіб з урахуванням положень наступного речення. Якщо будь-яка сума надміру сплачених або невідшкодованих Податків України, в тому числі Прострочене грошове зобов'язання, як зазначено нижче, або будь-які інші платежі, які підлягають сплаті Оператору Державою, будь-яким органом державної влади чи органом місцевого самоврядування, з державного або місцевого бюджету, не виплачені після закінчення або припинення цієї Угоди, або після визнання її недійсною або такою, що не підлягає примусовому виконанню, або такою, що не породжує прав та обов'язків для Сторін з інших причин, або якщо Оператор має заборгованість зі Сплачуваних податків на дату закінчення строку або припинення цієї Угоди, ця Угода не знімається з обліку як платник податків, а Оператор – як платник ПДВ за цією Угодою, допоки відповідні суми не будуть виплачені Оператору у повному обсязі, а заборгованість зі сплати Сплачуваних податків не буде погашена Оператором в повному обсязі.

Порядок будь-якої реєстрації (взяття на облік) за цією Угодою, зміни або припинення такої реєстрації (обліку) визначаються Законодавством України.

(11) Держава сприятиме своєчасному здійсненню податкової реєстрації (обліку), зняттю з реєстрації (обліку) та зміні реєстрації (обліку) за цією Угодою.

(12) Положення цієї Угоди та застосовного Законодавства України відносно особливостей оподаткування Операцій з вуглеводнями, Несплачуваних податків, Неоподатковуваних операцій, будь-яких податкових звільнень чи пільг, Компенсаційних витрат, Податкових витрат, будь-яких відшкодувань податків, в тому числі бюджетне відшкодування ПДВ, згідно з Розділом 31.1(F), а також зарахування згідно з Розділом 18.4, повинні застосовуватись та будь-який з Інвесторів, в тому числі Оператор, має право їх застосовувати чи посилатися на них після припинення цієї Угоди, або визнання її недійсною або такою, що не підлягає примусовому виконанню, або визнання її нечинною у інший спосіб, щодо будь-якої пов'язаної з виконанням цієї Угоди операції, транзакції, іншої події чи діяльності, здійснених (що мали місце) до припинення цієї Угоди, визнання її недійсною або такою, що не підлягає примусовому виконанню або нечинною у інший спосіб.

(13) Інвестор, в тому числі Оператор, зобов'язаний сплачувати Податки України від діяльності, яка жодним чином не пов'язана з виконанням цієї Угоди, за загальним правилами, передбаченими Податковим кодексом України, окремо від Податків України, що сплачуються в межах діяльності, пов'язаної з виконанням цієї Угоди.

(14) Оператор зобов'язаний вести податковий облік за Сплачуваними податками та Податками на заробітну плату окремо від податкового обліку Оператора та Інвесторів щодо інших видів діяльності, які жодним чином не пов'язані з виконанням цієї Угоди.

(15) Оператор (та, якщо застосовно згідно з цією Угодою, Інвестор) веде податковий облік, подає податкові декларації (розрахунки) та сплачує Сплачувані податки та Податки на заробітну плату у Гривні, якщо інше не передбачено цією Угодою.

Якщо об'єкт/база оподаткування зі Сплачуваних податків або Податків на заробітну плату виражені в Доларах США, вони перераховуються в Гривні за офіційним обмінним курсом Долара США до Гривні, встановленим Національним банком України на останній день податкового періоду, за який подається податкова декларація (розрахунок).

(16) У разі, якщо Оператор або Інвестор виявить факт завищення або заниження Сплачуваних податків або Податків на заробітну плату, Оператор або Інвестор може (на його власний розсуд) подати уточнюючу декларацію (розрахунок), у якій виявлене таке завищення або заниження, або зазначити уточнені показники в податковій декларації за наступний (наступні) податкові періоди без подання уточнюючої декларації (розрахунку).

Якщо після подання податкової декларації (розрахунку) за податковий період Оператор або Інвестор подає нову податкову декларацію з виправленими показниками до закінчення граничного строку для подання податкової декларації за відповідний податковий період, така податкова декларація замінює попередню податкову декларацію та не розглядається як уточнююча декларація (розрахунок).

(17) Якщо інше не передбачене цією Угодою, надміру або помилково сплачені суми Сплачуваних податків або Податків на заробітну плату, на вибір Оператора, зараховуються в рахунок майбутніх платежів Оператора відповідно з того самого Сплачуваного податку або Податку на заробітну плату, відповідно іншого Сплачуваного податку або Податку на заробітну плату, або, на вибір Оператора, підлягають поверненню (відшкодуванню) Операторові згідно із Законодавством України та, у випадку ПДВ – згідно з порядком, передбаченим цією Угодою.

(18) Сторони визнають, що чинні угоди про уникнення подвійного оподаткування та попередження податкових ухилень стосовно податків на доходи і капітал, стороною яких є Україна, та інші податкові пільги згідно з чинними міжнародними угодами, Податковим кодексом України або іншим Законодавством України будуть застосовуватись таким чином, щоб надавати звільнення від Податків України, та можуть використовуватися та застосовуватися будь-яким Інвестором, в тому числі Оператором, для сплати Податків України у меншому розмірі або за нижчими ставками, застосування звільнення від оподаткування або застосування інших пільг, визначених положеннями вказаних актів. До Іноземного Інвестора застосовуватиметься Конвенція між Україною і Королівством Нідерландів про уникнення подвійного оподаткування та попередження податкових ухилень стосовно податків на доходи і майно. Іноземний Інвестор вважатиметься особою, що підлягає оподаткуванню Податком на прибуток, для цілей застосування міжнародних договорів про уникнення подвійного оподаткування. Постійне представництво Іноземного Інвестора (разом з його материнською компанією)

вважається нерезидентом України для цілей угод про уникнення подвійного оподаткування.

(19) Окрім сплати ПДВ згідно з Розділом 31.1(F)(1), Оператор має одноособовий контроль за будь-якими рішеннями, що стосуються питань, пов'язаних із Податками та Податками України за цією Угодою, в тому числі щодо нарахування та сплати будь-яких Сплачуваних податків та Податків на заробітну плату, що нараховуються та сплачуються Оператором, заповнення та подання податкових декларацій та прийняття будь-яких рішень щодо Претензій або Спорів, які стосуються Податків, та Претензій або Спорів, які стосуються Податків України.

(20) Відносини між Інвесторами за цією Угодою або за Операційним договором не вважатимуться спільною діяльністю, договором управління майном або довгостроковим договором (контрактом) для цілей оподаткування та не оподатковуються в порядку, передбаченому для спільної діяльності, договорів управління майном або довгострокових договорів (контрактів).

(21) Впродовж Строку та в межах Операцій з вуглеводнями між Інвестором, включаючи Оператора, та його Постійним представництвом не виникають оподатковувані операції.

(22) Будь-які Претензії та Спори, пов'язані з оскарженням рішень, дій чи бездіяльності, податкових консультацій українських податкових органів, включаючи Орган державної податкової служби, та їх службових (посадових) осіб, в тому числі у зв'язку з визначенням (донарахуванням) сум Податків України та штрафних санкцій, мають вирішуватись шляхом адміністративного оскарження, судового оскарження або відповідно до інших застосовних процедур згідно із Законодавством України, в тому числі із міжнародними договорами, що є частиною Законодавства України.

(23) Оператор має право оскаржувати будь-які нарахування (донарахування) з Податків України, які він вважає необґрунтованими. Якщо після остаточного вирішення, що означає набрання законної сили рішенням компетентних органів згідно з Законодавством України незалежно від можливості їх подальшого оскарження, будуть нараховані додаткові Податки України (в тому числі пеню та/або штрафні санкції) за результатами такого нарахування (донарахування) чи оскарження, Оператор повинен сплатити такі Податки України (в тому числі пеню та/або штрафні санкції), та нарахує кожному Інвестору його частку у витратах, пов'язаних з такими Податками України, пенею та штрафними санкціями згідно з Операційним договором; при цьому Оператор відповідно до Операційного договору має право зарахувати такий платіж в рахунок будь-якого платежу, що має бути здійснений Оператором на користь такого Інвестора. Таке зарахування є Неоподаткованою операцією.

(24) Орган державної податкової служби, в якому ця Угода обліковується як платник податків, повинен надати офіційне підтвердження щодо сплати (погашення) зобов'язань з Податку на прибуток на підставі письмової заяви Оператора, поданої після закінчення граничного строку сплати (погашення) таких податкових зобов'язань, не пізніше ніж через 10

(десять) днів після отримання такої заяви. Орган державної податкової служби повинен надати підтвердження окремо кожному Інвестору, в якому буде зазначено суму сплачених (погашених) зобов'язань з Податку на прибуток.

(25) Всі Декларації Належних часток та, якщо застосовно, Акти про розподіл Видобутих вуглеводнів, складені відповідно до цієї Угоди, вважаються дійсними та повинні прийматись та використовуватись для цілей оподаткування згідно з Розділом 31.

(D) Гарантії у разі внесення змін до законодавства

(1) За винятком випадків, передбачених в Розділі 31.1(D), протягом Строку та в межах Операцій з вуглеводнями Держава гарантує, що до прав та обов'язків будь-якого з Інвесторів, в тому числі Оператора, стосовно питань оподаткування за цією Угодою, буде застосовуватись Законодавство України (в тому числі закони та підзаконні акти), чинне на Дату набуття чинності. Держава також гарантує (за винятком випадків, передбачених в Розділі 31.1 (D)), що жодна зміна до Законодавства України стосовно питань оподаткування за цією Угодою не буде застосовуватися до цієї Угоди, Оператора або будь-якого Інвестора. За винятком випадків, передбачених у Розділі 31.1(D), такі Державні гарантії застосовуються до будь-яких змін щодо або по відношенню до Сплачуваних податків, Податків на заробітну плату або інших Податків України, що сплачуються за цією Угодою, або щодо Несплачуваних податків, або по відношенню до них, зокрема:

(a) об'єкта та бази оподаткування;

(b) переліку оподатковуваних товарів та операцій;

(c) ставок податків;

(d) порядку справляння/стягнення (нарахування), утримання, ведення обліку, сплати, подання податкових декларацій чи іншого адміністрування чи виконання податкових зобов'язань та обов'язків;

(e) порядку реєстрації (обліку) у якості платника податків;

(f) порядку подання податкової звітності;

(g) виконання податкових зобов'язань та обов'язків;

(h) податкової відповідальності;

(i) будь-яких повернень (відшкодувань) Податків України, в тому числі бюджетного відшкодування ПДВ.

Не зважаючи на зазначене вище, до Податків на заробітну плату не застосовуються гарантії у разі внесення змін до законодавства як зазначено вище в цьому Розділі 31.1(D)(1) в тій мірі, в якій такі Податки на заробітну плату застосовуються до працівників, за винятком єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, що сплачується будь-яким Інвестором, в тому числі Оператором, як

будуть підвищені, підвищені ставки не будуть застосовуватися до Інвестора, Оператора чи цієї Угоди.

(5) Цей Розділ 31.1(D) має вважатися таким, що його включено до кожного положення Розділу 31 або будь-якого іншого положення цієї Угоди, що стосується Податків України, таким чином, щоб забезпечити визначення Законодавства України, яке буде застосовуватися у відповідному випадку.

Положення про гарантії у разі внесення змін до законодавства, передбачене у Розділі 31.1(D), має переважну силу над іншими положеннями цього Розділу 31 та іншими положеннями цієї Угоди, що стосуються Податків України.

(6) Оператор має право, але не зобов'язаний, на власний розсуд, звернутися до Держави з пропозицією про внесення змін до цієї Угоди таким чином, щоб вона відображала Сприятливі зміни в податковому законодавстві, та може запропонувати текст відповідних змін. В разі звернення Оператора з такою пропозицією до Держави Сторони зобов'язуються внести зміни до цієї Угоди таким чином, щоб вони відображали Сприятливі зміни в податковому законодавстві.

Оператор має право, на власний розсуд, але не зобов'язаний, звернутися до Держави з пропозицією про внесення змін до цієї Угоди таким чином, щоб вона відображала будь-які зміни до податкового законодавства (інші ніж Сприятливі зміни в податковому законодавстві) та може запропонувати текст відповідних змін.

(E) Податок на прибуток

Протягом Строку та в межах Операцій з вуглеводнями Оператор зобов'язаний сплачувати Податок на прибуток з прибутку всіх Інвесторів, що визначається за спеціальними правилами, передбаченими Податковим кодексом України та цією Угодою.

(1) Об'єктом оподаткування Податком на прибуток за цією Угодою за податковий період є загальна вартість (розрахована з урахуванням Розділу 27) частки всіх Інвесторів у Прибуткових вуглеводнях за такий податковий період, зменшена на суму Податкових витрат.

(2) Частка Інвесторів у Прибуткових вуглеводнях визначається та оцінюється з урахуванням цієї Угоди. Прибуткові вуглеводні можуть розподілятись декілька разів протягом одного податкового періоду, та документи, що підтверджують такий розподіл, можуть підписуватись кілька разів протягом одного податкового періоду відповідно до Розділів 26.9 та 26.13. Вартість частки Інвесторів у Прибуткових вуглеводнях може бути різною для кожного розподілу Прибуткових Вуглеводнів, що здійснюється у відповідному податковому періоді.

(3) Частка Інвесторів у Прибуткових вуглеводнях та її вартість зазначаються у Деклараціях Належних часток як загальний обсяг та загальна вартість Належної частки Інвесторів в Прибуткових вуглеводнях за відповідний податковий період, в якому здійснюється розподіл Прибуткових Вуглеводнів.

страхувальником працівників, оскільки в такому разі будуть застосовуватись відповідні гарантії в разі внесення змін до законодавства, що описані вище в Розділі 31.1(D)(1).

(2) У випадку, якщо після Дати набуття чинності за Законодавством України (в тому числі за законами та підзаконними актами):

(a) зменшується розмір Податків України чи їх ставок або

(b) зменшується розмір будь-яких податкових зобов'язань або відповідальності, або

(c) скасовуються Податки України, або

(d) запроваджуються Несплачувані податки або Неоподатковувані операції, або

(e) запроваджуються податкові пільги чи звільнення для певних товарів або операцій, або

(f) спрощуються чи іншим чином пом'якшуються процедури податкового або митного контролю, порядку повернення (відшкодування) Податків України, включаючи бюджетне відшкодування ПДВ, реєстрації, адміністрування податків, звітності, сплати або інші аналогічні процедури або правила, або

(g) пом'якшуються (зменшуються) податкові зобов'язання та обов'язки та відповідальність Оператора або будь-якого з Інвесторів, –

(надалі разом – **"Сприятливі зміни в податковому законодавстві"**),

такі Сприятливі зміни в податковому законодавстві мають застосовуватись з дати набрання чинності відповідним законодавством, незалежно від того, чи були внесені зміни до цієї Угоди для відображення таких Сприятливих змін в податковому законодавстві.

(3) В межах Операцій з вуглеводнями будь-які Податки України (в тому числі, але не обмежуючись, майбутні збори, мита, платежі, нарахування, відрахування, утримання, внески, податки та інші обов'язкові платежі, що мають характер податку (в тому числі податок на додану вартість, а також з продажу, з операцій, з корпорацій, на дохід, на приріст капіталу, поштовий податок, земельний податок, реєстраційний збір, податок на капітал, на багатство, на прибуток, податкові утримання, на переказ коштів, митний податок, податок з філій, постійних представництв, рухомого капіталу або фіксований податок, мито, плата, нарахування, оподаткування, відрахування, внесок або податок)), які не існували до Дати набуття чинності, в тому числі будь-які підвищення ставок податків, не застосовуються до Угоди, Оператора або будь-кого з Інвесторів.

(4) Якщо після зниження ставок Сплачуваних податків, Податків на заробітну плату або інших Податків України такі ставки в подальшому

Якщо Декларацію Належних часток не підписано, відповідно до Розділу 26, оціночні дані, які містяться в Акті про розподіл видобутих вуглеводнів за відповідний Календарний квартал, та дані щодо загального обсягу Видобутих вуглеводнів, які визначені за відповідний Календарний квартал, повинні використовуватися для визначення об'єкту оподаткування для цілей Податку на прибуток та відображатися в декларації з Податку на прибуток за такий податковий період.

(4) **"Податкові витрати"** означають будь-які витрати на Операції з вуглеводнями (крім тих, які є Компенсаційними витратами), в тому числі єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, нарахований і сплачений як Оператором, так і будь-яким Інвестором за цією Угодою, та будь-які витрати (крім тих, які є Компенсаційними витратами), накопичені до початку видобутку Вуглеводнів за цією Угодою, та будь-які інші витрати (крім тих, які є Компенсаційними витратами), а також інші Податкові витрати, які прямо зазначені в цій Угоді.

(5) Податкові витрати, що враховуються під час визначення об'єкту оподаткування та зменшують об'єкт оподаткування Податком на прибуток, включають будь-які витрати та видатки, пов'язані зі здійсненням Операцій з вуглеводнями, які були понесені (i) будь-яким Інвестором, в тому числі Оператором чи Постійним представництвом Іноземного Інвестора в Україні, в тому числі з рахунку у місцевому банку; (ii) Оператором За кордоном (а не через його Постійне представництво в Україні), в тому числі з рахунку Оператора в іноземному банку; (iii) головним офісом Іноземного Інвестора, який не є Оператором, в тому числі з рахунку Іноземного Інвестора в іноземному банку; (iv) Інвесторами спільно; (v) у зв'язку з придбанням у пов'язаних осіб.

(6) Витрати, що не підлягають компенсації, включають Податкові витрати і витрати, які не є Компенсаційними витратами та не є Податковими витратами.

(a) Усі Витрати, що не підлягають компенсації, є Податковими витратами, крім тих, які прямо перелічені у Розділі 31.1(E)(6)(b). Податкові витрати включають, зокрема:

(i) Нарахований та сплачений кожним з Інвесторів український єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування за місцевих та іноземних працівників, які працюють в Україні у зв'язку з Операціями з вуглеводнями.

(ii) Плату за користування надрами.

(iii) Державні мита та збори, передбачені Розділом 31.1(I).

(iv) Проценти, нараховані за користування кредитами (за винятком Індексації відповідно до Розділу 25.4 Угоди).

(v) Витрати на ліквідацію, Виведення з експлуатації та відновленням Активів, які є частиною Плану виведення з

експлуатації і понесені за рахунок коштів з Рахунку виведення з експлуатації відповідно до Додатку G.

(vi) Витрати, понесені або зроблені у якості внесків Оператором відповідно до соціальних проектів та проектів розвитку інфраструктури у зв'язку з Операціями з вуглеводням, включно із тими, які вимагаються згідно із Розділом 15.12 цієї Угоди.

(b) Наступні видатки не є Компенсаційними витратами та не є Податковими витратами.

(i) Податок на прибуток.

(ii) Будь-які витрати, що визначаються відповідно до остаточного і обов'язкового рішення арбітра (арбітрів) відповідно до Розділу 40, в якому встановлено факт дії або бездіяльності Оператора, що становить Умисні неправомірні дії.

(iii) Суми ПДВ, сплачені (нараховані) у зв'язку з придбанням або виготовленням товарів/послуг, придбанням, спорудженням або створенням основних засобів та визнані як податковий кредит з ПДВ Оператора за цією Угодою (за умови, що податковий кредит з ПДВ був відшкодований Оператору).

(iv) Податки, сплачені Інвестором або Оператором державним органам поза межами України.

(v) Витрати на транспортування та реалізацію Видобутих вуглеводнів поза Пунктом виміру та будь-які інші витрати та видатки стосовно продажу Видобутих вуглеводнів після того, як такі Вуглеводні були розподілені. Витрати і видатки розглядаються згідно з Розділами 27 та 28.

(7) Будь-яке повернення Договірної ділянки або будь-якої її частини не є підставою для відмови у визнанні Податкових витрат, понесених у зв'язку з усією Договірною ділянкою або будь-якою її частиною.

(8) Податкові витрати визнаються у податковому обліку в повному обсязі у тому періоді, в якому вони були понесені. До Податкових витрат не застосовуються будь-які загальні обмеження, заборони або інші умови, вимоги та правила щодо витрат, що враховуються при визначенні об'єкта оподаткування для цілей Податку на прибуток відповідно до Податкового кодексу України.

Момент визнання Податкових витрат за цією Угодою визначається відповідно до цієї Угоди та Процедури обліку. Оператор може відображати Податкові витрати в деклараціях з Податку на прибуток, починаючи з першого податкового періоду для цілей Податку на прибуток, незалежно від того, чи мав місце розподіл Видобутих вуглеводнів в будь-якому такому періоді.

(9) Якщо інше не передбачено цим Розділом 31, Податкові витрати, понесені в Гривні, відображаються у податковому обліку за цією Угодою в Гривні у розмірі, в якому вони фактично були понесені.

(10) Якщо інше не передбачено цим Розділом 31, Податкові витрати, понесені в Доларах США або будь-якій іншій валюті, окрім Гривні, відображаються у податковому обліку Оператора у Гривні: (a) за офіційним обмінним курсом, встановленим Національним банком України на дату попередньої оплати (для суми попередньої оплати), в разі здійснення попередньої оплати з України; та (b) за офіційним обмінним курсом, встановленим Національним банком України на дату здійснення операції у межах Операцій з вуглеводнями, коли були понесені Податкові витрати, в усіх інших випадках.

(11) Від'ємний фінансовий результат (збиток) від курсових різниць, від'ємний фінансовий результат (збиток) від купівлі-продажу (обміну) іноземної валюти, а також витрати на банківські послуги, понесені у зв'язку з такими операціями за цією Угодою, збільшують Компенсаційні витрати.

Позитивний фінансовий результат (прибуток) від курсових різниць, позитивний фінансовий результат (прибуток) від купівлі-продажу (обміну) іноземної валюти зменшують Компенсаційні витрати.

(12) Податкові витрати, понесені до першого розподілу Прибуткових вуглеводнів (відповідне від'ємне значення об'єкта оподаткування для цілей Податку на прибуток), окрім українського єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування та Плати за користування надрами, підлягають індексації в кожному податковому періоді, як зазначено нижче.

В останній день кожного податкового періоду, в якому залишається від'ємне значення об'єкту оподаткування Податком на прибуток, що виникло до першого розподілу Видобутих вуглеводнів за цією Угодою, індексація повинна застосовуватися до будь-якого такого від'ємного значення об'єкта оподаткування у цьому податковому періоді, в тому числі таке від'ємне значення, перенесене з попередніх податкових періодів та яке не було погашене у відповідному податковому періоді, шляхом множення такого від'ємного значення на коефіцієнт, який розраховується як офіційний обмінний курс Гривні до Долара, встановлений Національним банком України на останній день відповідного податкового періоду, поділений на офіційний обмінний курс Гривні до Долара, встановлений Національним банком України на перший день відповідного податкового періоду. Така індексація застосовуються виключно у разі, якщо коефіцієнт, розрахований, як описано вище, перевищує одиницю (1).

Така індексація за кожен податковий період в кінці відповідного кожного податкового періоду збільшуватиме непогашене від'ємне значення об'єкта оподаткування Податком на прибуток на відповідну дату і в подальшому переноситиметься у наступні податкові періоди, як описано в Розділі 31.1(E)(18).

(13) Оператор зобов'язаний вести Первинні документи, що підтверджують характер та розмір понесених Податкових витрат, в тому числі єдиний

внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, у паперовій або електронній формі, відповідно до правил, передбачених цією Угодою.

(a) Первинні документи, складені відповідно до правил та практики країни, у якій такі Первинні документи були складені, а також копії таких Первинних документів, вважаються належним підтвердженням Податкових витрат за цією Угодою.

(b) До Первинних документів, складених нерезидентами (в тому числі головним офісом Оператора), не застосовуються загальні вимоги до форми та змісту Первинних документів, передбачені Законодавством України. Легалізація або проставлення апостиля на Первинних документів, складених за межами України, не вимагається. Оператор має забезпечити переклад Первинних документів, складених за межами України, українською мовою на вимогу Органу державної податкової служби під час податкової перевірки. При цьому нотаріальне посвідчення перекладу не вимагається. Вартість такого перекладу включається до Компенсаційних витрат.

(c) Якщо Законодавство не покладає на Особу, яка видає/підписує Первинні документи, обов'язку мати печатку або використовувати її при виданні/підписанні документів, скріплення таких Первинних документів печаткою не вимагається.

(d) Первинні документи, оформлені на ім'я будь-якого Інвестора, в тому числі на ім'я іноземного головного офісу та Постійного представництва Іноземного Інвестора, що підтверджують Податкові витрати, понесені таким Інвестором, повинні прийматися як належне підтвердження Податкових витрат, що відображаються в податковому обліку, що ведеться Оператором.

(e) Копії Первинних документів повинні також прийматися як належне підтвердження Податкових витрат за цією Угодою.

(f) Недоліки оформлення Первинних документів не можуть бути підставою для відмови у визнанні Податкових витрат за цією Угодою.

(14) Оператор та будь-який Інвестор або їх посадові (службові) особи та працівники не несуть відповідальності за будь-які порушення податкового законодавства, вчинені Підрядниками, або за будь-які інші порушення з їхнього боку. Оператор або його посадові (службові) особи та працівники не несуть відповідальності за будь-які порушення податкового законодавства, вчинені будь-яким Інвестором, або за будь-які інші порушення з його боку. Такі порушення не впливатимуть на право Оператора на визнання Податкових витрат за цією Угодою.

(15) Будь-які доходи, які Оператор або Інвестор можуть отримувати у зв'язку зі здійсненням Операцій з вуглеводнями, за винятком частки Інвесторів у Прибуткових вуглеводнях, не враховуються під час визначення об'єкта оподаткування для цілей Податку на прибуток Оператора за цією Угодою. Зазначені доходи також не відображаються

в окремому податковому обліку операцій, не пов'язаних з цією Угодою, що ведеться будь-яким Інвестором.

(16) Будь-які Неоподатковувані операції, продаж іноземної валюти, отриманої Оператором (або його Постійним представництвом) як фінансова допомога або кредит чи позика для фінансування виконання цієї Угоди, продаж рухомого або нерухомого майна, набутого Оператором для цілей цієї Угоди, отримання безповоротної фінансової допомоги, а також процентів, штрафних санкцій за цією Угодою вважаються операціями, пов'язаними з виконанням цієї Угоди.

(17) Оператор сплачує Податок на прибуток за ставкою, передбаченою Податковим кодексом України, яка на Дату набуття чинності становить 19% (дев'ятнадцять відсотків) і 16% (шістнадцять відсотків), починаючи з 1 січня 2014 року, з урахуванням положень пункту 10 Підрозділу 4 Розділу XX "Перехідні положення" Податкового кодексу України щодо ставок Податку на прибуток. Сторони визнають, що згідно з Податковим кодексом України, чинним на Дату набуття чинності, ставку Податку на прибуток буде знижено до 16% (шістнадцяти відсотків) 1 січня 2014 року. Інвестори, в тому числі Оператор, мають право на такий привілей незалежно від змін в Законодавстві України після Дати набуття чинності, що можуть збільшити цю ставку. Якщо, відповідно до Сприятливих змін у податковому законодавстві, ставку буде знижено нижче 16% (шістнадцяти відсотків), у такому разі застосовуються положення Розділу 31.1(D).

(18) Якщо за результатом розрахунку об'єкта оподаткування в будь-якому податковому періоді сума Податкових витрат перевищує вартість частки Інвесторів у Прибуткових вуглеводнях за будь-який податковий період, таким чином, що об'єкт оподаткування має від'ємне значення, або якщо від'ємне значення об'єкта оподаткування переноситься з попередніх податкових періодів, то таке від'ємне значення об'єкта оподаткування в повному обсязі та без будь-яких обмежень зменшує об'єкт оподаткування наступного податкового періоду, а також кожного з наступних податкових періодів, в кожному одному такому періоду за один раз в хронологічному порядку, до повного погашення такого від'ємного значення об'єкта оподаткування, але тільки протягом Строку.

(19) Декларації з Податку на прибуток за цією Угодою, в тому числі декларації, подані до першого розподілу Видобутих вуглеводнів за цією Угодою, можуть містити від'ємне значення об'єкта оподаткування для цілей Податку на прибуток. Наявність від'ємного значення об'єкта оподаткування не може бути підставою для відмови в прийнятті податкової декларації або ініціювання процедур припинення, ліквідації або зняття з податкового обліку цієї Угоди, Оператора або будь-якого з Інвесторів, а також для проведення податкової перевірки.

(20) Базовим податковим (звітним) періодом з Податку на прибуток для цілей цієї Угоди є Календарний квартал. На податкові декларації з Податку на прибуток за Угодою не поширюється вимога щодо складання податкової звітності та розрахунку об'єкта оподаткування наростаючим підсумком. Перший податковий період за цією Угодою починається в день реєстрації Угоди як платника податків.

(21) Оператор зобов'язаний складати податкову декларацію з Податку на прибуток за цією Угодою за кожен податковий період та подавати її до Органу державної податкової служби протягом 40 (сорока) днів після закінчення податкового періоду. Подання декларації з Податку на прибуток чи іншої подібної декларації за результатами Календарного року або Місяця не вимагається.

(22) Оператор зобов'язаний сплачувати Податок на прибуток за кожен Календарний квартал у грошовій формі у розмірі, зазначеному в поданій ним декларації з Податку на прибуток за відповідний податковий період, протягом 10 (десяти) днів, що настають за останнім днем граничного строку для подання податкової декларації за цей податковий період. Обов'язок щодо сплати авансових внесків з Податку на прибуток щомісяця або іншим чином не поширюється на Оператора. Податок на прибуток нараховується та сплачується Оператором один раз на Календарний квартал за результатами податкового періоду, незалежно від того, скільки разів Прибуткові вуглеводні розподілялися протягом такого податкового періоду.

(23) Компетентний державний орган повинен затвердити форму декларації з Податку на прибуток та уточнюючої декларації (розрахунку), які використовуватимуться для цілей оподаткування Податком на прибуток за цією Угодою, а також порядок заповнення цих документів.

Зазначені форми та порядок їх заповнення повинні враховувати особливості сплати Податку на прибуток з прибутку, отриманого від виконання цієї Угоди, передбачені Податковим кодексом України та цією Угодою. Така форма повинна враховувати особливості об'єкта та бази оподаткування Податком на прибуток за цією Угодою, індексацію Податкових витрат, наявність Неоподатковуваних операцій та інших податкових звільнень та пільг за цією Угодою. Зокрема, такі форми повинні надавати можливість визнання Податкових витрат, понесених Оператором (в тому числі його Постійним представництвом в Україні) або іншим Інвестором, в Україні або за її межами (в тому числі в разі здійснення відповідних платежів Оператором чи Інвестором з банківських рахунків в іноземних банках).

(24) Якщо компетентний державний орган не затвердить спеціальну форму декларації з Податку на прибуток, форму уточнюючої декларації (розрахунку) з Податку на прибуток та/або порядок їх заповнення або, якщо Оператор вважає, що ці форми та/або порядок не відповідають вимогам Розділу 31.1(E)(23), Оператор може складати та подавати декларації з Податку на прибуток та уточнюючі декларації (розрахунки) з Податку на прибуток використовуючи форми, які Оператор розробить самостійно, а Орган державної податкової служби зобов'язаний приймати та обробляти декларації (уточнюючі декларації (розрахунки)) Оператора з Податку на прибуток незалежно від формату.

(25) Від Оператора не вимагається та Оператор звільнений від обов'язку подавати фінансову звітність разом з податковими деклараціями з Податку на прибуток за цією Угодою та не повинен визначати постійні та тимчасові податкові різниці або подавати будь-які спеціальні розрахунки таких різниць.

(26) Якщо після граничного строку подання декларації з Податку на прибуток за цією Угодою за певний податковий період відбувається коригування ("**Коригування**" для цілей цього Розділу) обсягів Видобутих вуглеводнів, та/або Компенсаційних вуглеводнів, та/або частки Інвесторів в Прибуткових вуглеводнях та/або їхньої вартості (визначених за такий податковий період) відповідно до Розділу 26.15, Оператор може, на власний розсуд, або уточнити свої податкові зобов'язання з Податку на прибуток, нараховані за такий податковий період, або відобразити Коригування в Декларації Належних часток відповідно до цієї Угоди. Таке Коригування не вважатиметься виправленням помилки, виправленням заниження чи завищення податкового зобов'язання минулих податкових періодів. В такому разі штрафи, пеня чи інші санкції не застосовуються.

(27) Дохід Іноземного Інвестора з джерелом його походження з України, отриманий від Операцій з вуглеводнями, в тому числі дохід від продажу частки такого Інвестора в Компенсаційних вуглеводнях та Прибуткових вуглеводнях, що виплачується такому Іноземному Інвестору його Постійним представництвом в Україні, не підлягає оподаткуванню, в тому числі Податком на прибуток (податком на доходи нерезидентів). Така виплата є Неоподатковуваною операцією.

(28) Кошти та/або вартість майна, що передаються Іноземним Інвестором, в тому числі Оператором, його Постійному представництву для фінансування або забезпечення здійснення Операцій з вуглеводнями, або для будь-якої іншої діяльності за цією Угодою, або для виконання інших зобов'язань за цією Угодою не оподатковуються для Постійного представництва, не є об'єктом оподаткування та не враховуються під час розрахунку Податку на прибуток за цією Угодою. Будь-які кошти та/або вартість майна, що перераховуються (передаються) Іноземним Інвестором, що діє в якості Оператора, його Постійному представництву в Україні повинні відображатись в податковому обліку, що ведеться Оператором за цією Угодою.

(29) Будь-який прибуток Іноземного Інвестора, в тому числі Оператора, що діє за цією Угодою в України через своє Постійне представництво, що одержаний від Операцій з вуглеводнями, не підлягає оподаткуванню за правилами, встановленими Податковим кодексом України для оподаткування прибутку нерезидентів, які здійснюють свою діяльність на території України через постійне представництво. Правила, встановлені Податковим кодексом України для оподаткування прибутку нерезидентів, які провадять свою діяльність на території України через постійне представництво, застосовуватимуться виключно до прибутку Постійного представництва Іноземного Інвестора, отриманого від діяльності, не пов'язаної з виконанням цієї Угоди, та на яку не поширюються пільги та спеціальні правила за цією Угодою, з урахуванням положень чинних міжнародних договорів про уникнення подвійного оподаткування.

(F) ПДВ, оподаткування імпорту та експорту

(1) ПДВ справлятиметься відповідно до положень цього Розділу 31.1(F):

(a) Постачання будь-яким Інвестором або Оператором на митній території України Компенсаційних вуглеводнів, Належної

частки Інвестора в Прибуткових вуглеводнях та частки Держави в Прибуткових вуглеводнях, переданої Оператору для подальшого продажу, оподатковується ПДВ в порядку, на умовах та за ставкою, встановленою Податковим кодексом України. Ставка станом на Дату набуття чинності складає 20% (двадцять відсотків), з урахуванням положень пункту 10 підрозділу 2 розділу XX "Перехідні положення" Податкового кодексу України.

(b) Сторони визнають, що згідно з Податковим кодексом України, чинним на Дату набуття чинності, ставку ПДВ, що застосовується за цією Угодою, буде знижено до 17% (сімнадцяти відсотків) з 1 січня 2014 року. Інвестори, в тому числі Оператор, мають право на такий привілей незалежно від змін в Законодавстві України після Дати набуття чинності, що може збільшити цю ставку. Якщо, відповідно до Сприятливих змін у податковому законодавстві, ставку буде знижено нижче 17% (сімнадцяти відсотків), то у такому разі застосовуються положення Розділу 31.1(D).

Вивезення (експорт) за межі митної території України будь-яким Інвестором, в тому числі Оператором, Компенсаційних вуглеводнів та Прибуткових вуглеводнів, набутих в результаті розподілу за цією Угодою, та частки Держави в Прибуткових вуглеводнях, переданої Оператору для подальшого продажу, є об'єктом оподаткування ПДВ, що сплачується у порядку, в строки та на умовах, встановлених Податковим кодексом України, за ставкою 0% (нуль відсотків).

(c) Якщо Інвестор самостійно здійснює постачання Видобутих вуглеводнів, розподілених Інвестору як Компенсаційні або Прибуткові вуглеводні та переданих йому у власність за цією Угодою у Пункті виміру, то такий Інвестор має самостійно відобразити податкові зобов'язання з ПДВ у зв'язку з постачанням ним таких Видобутих вуглеводнів на митній території України або вивезенням (експортом) таких Видобутих вуглеводнів в його окремій декларації з ПДВ та здійснюватиме інше адміністрування таких податкових зобов'язань з ПДВ, що включає виписку відповідних податкових накладних та ведення їх реєстрів, з урахуванням інших положень цього Розділу 31.1(F).

(d) Якщо Оператор (в тому числі Інвестор, що діє в якості Оператора) набуває право власності та здійснює постачання або експорт всіх або частини Видобутих вуглеводнів, розподілених як Компенсаційні вуглеводні або Прибуткові вуглеводні відповідно до цієї Угоди, Оператор повинен адмініструвати ПДВ, пов'язаний з таким постачанням, та відобразити податкові зобов'язання у податковій декларації Оператора з ПДВ, що включає виписку відповідних податкових накладних та ведення їх реєстрів.

(e) Якщо Інвестор, що здійснює постачання Видобутих вуглеводнів, відобразить податкові зобов'язання з ПДВ за таким постачанням в своєму окремому податковому обліку та звітності, Оператор не повинен відображати податкові зобов'язання з ПДВ за цією ж

операцією у податковій декларації з ПДВ Оператора за цією Угодою.

(f) Якщо Оператор відобразить податкові зобов'язання з ПДВ у зв'язку з постачанням Видобутих вуглеводнів у його податковій декларації з ПДВ за цією Угодою, Інвестори не повинні відображати податкові зобов'язання з ПДВ за цією ж операцією в їх окремих податкових деклараціях з ПДВ.

(2) Оператор зобов'язаний подавати податкові декларацій з ПДВ за податкові періоди починаючи з Місяця, в якому його було зареєстровано платником ПДВ за цією Угодою.

(3) Оператор в повному обсязі включає до складу податкового кредиту з ПДВ Оператора за цією Угодою, а не до податкового кредиту з ПДВ кожного з Інвесторів, суми ПДВ, сплачені (нараховані) будь-яким Інвестором, в тому числі Оператором, у зв'язку з придбанням або виготовленням товарів / послуг (в тому числі оренду), придбанням, будівництвом або створенням основних засобів (основних фондів, в тому числі інших необоротних активів, капітальних інвестицій у необоротні активи як завершені, так і незавершені), за умови, що такі купівля, виробництво, придбання, будівництво або створення здійснюються для потреб Операцій з вуглеводнями, незважаючи на те, чи відповідні витрати підлягають відшкодуванню за рахунок Компенсаційних вуглеводнів чи є Податковими витратами.

Оператор має право на такий податковий кредит з ПДВ незалежно від того:

(a) чи використовуються або будуть використовуватись зазначені товари, послуги або основні засоби в оподатковуваних операціях для цілей ПДВ чи в Неоподатковуваних операціях в межах Операцій з вуглеводнями;

(b) чи витрати на Операції з вуглеводнями, у зв'язку з якими було сплачено ПДВ, були понесені Оператором прямо або через його Постійне представництво в Україні, або понесені Інвестором прямо або через його Постійне представництво в Україні (в тому числі у всіх випадках, коли платіж здійснюється з банківського рахунку в іноземному банку); або

(c) чи сплатив український постачальник ПДВ до бюджету.

Будь-яке використання товарів (в тому числі основних засобів та нематеріальних активів) або послуг у Операціях з вуглеводнями вважається їх використанням у межах господарської діяльності Оператора як платника ПДВ за цією Угодою.

(4) Будь-яке повернення Договірної ділянки або будь-якої її частини не може бути підставою для позбавлення права на відображення податкового кредиту з ПДВ на вхідний ПДВ, пов'язаний з Договірною ділянкою або будь-якою частиною Договірної ділянки.

(5) До складу податкового кредиту з ПДВ Оператора включаються суми ПДВ, сплачені будь-яким Інвестором, в тому числі Оператором, у

зв'язку з Операціями з вуглеводнями, на підставі податкових накладних, отриманих Оператором або наданих Операторові відповідним Інвестором, виданих постачальниками на ім'я такого Інвестора, в тому числі Оператора.

(6) Первинні документи, на підставі яких здійснюється придбання товарів, послуг або основних засобів, повинні бути складені відповідно до вимог, встановлених Процедурою обліку. Однак Недоліки оформлення будь-яких таких Первинних документів не можуть бути підставою для відмови в праві Оператора на відображення податкового кредиту з ПДВ.

(7) Оператор чи Інвестор або їх посадові (службові) особи та працівники не несуть відповідальності за будь-які порушення податкового законодавства, вчинені Підрядниками чи їх контрагентами, або за будь-які інші порушення з їхнього боку. Оператор або його посадові (службові) особи та працівники не несуть відповідальності за будь-які порушення податкового законодавства, вчинені будь-яким Інвестором, або за будь-які інші порушення з його боку. Такі порушення не повинні негативно впливати на право Оператора на податковий кредит з ПДВ або бюджетне відшкодування ПДВ за цією Угодою.

(8) Суми ПДВ, сплачені Постійним представництвом Оператора у зв'язку зі здійсненням Операцій з вуглеводнями, відображаються безпосередньо в окремому податковому обліку за Угодою, що готується та ведеться Оператором згідно з цією Угодою.

(9) Якщо сума ПДВ, що підлягає сплаті до бюджету, відображена Оператором у декларації з ПДВ за податковий період за цією Угодою, має від'ємне значення, таке від'ємне значення підлягає відшкодуванню Оператору у порядку, в строки та на умовах, визначених в цій Угоді. Оператор має право на автоматичне бюджетне відшкодування такої суми ПДВ у повному обсязі на умовах цієї Угоди.

(10) Загальні умови, критерії та обмеження щодо отримання бюджетного відшкодування ПДВ, передбачені в Податковому кодексі України або в іншому Законодавстві України, не поширюються на Оператора та, якщо застосовно, Інвестора. Загальні умови, критерії та обмеження щодо отримання автоматичного бюджетного відшкодування ПДВ, передбачені в Податковому кодексі України або в іншому Законодавстві України, не поширюються на Оператора та, якщо застосовно, Інвестора.

Оператор має право на бюджетне відшкодування ПДВ грошовими коштами незалежно від тривалості його реєстрації як платника ПДВ та обсягів оподатковуваних операцій згідно з пунктом 200.5 статті 200 Податкового кодексу України. Критерії для отримання автоматичного бюджетного відшкодування ПДВ, передбачені пунктом 200.19 статті 200 Податкового кодексу України, не поширюються на Оператора.

(11) Для отримання автоматичного бюджетного відшкодування ПДВ за податковий період, в якому виникає від'ємне значення ПДВ, що підлягає сплаті до бюджету, Оператор подає податкову декларацію і заяву (у довільній формі) про повернення суми бюджетного відшкодування ПДВ до Органу державної податкової служби та подає копію податкової декларації і заяви до уповноваженого органу, що здійснює казначейське обслуговування бюджетних коштів (надалі –

"**Орган Державного Казначейства**"), разом з підтвердженням подання таких документів до Органу державної податкової служби.

Орган державної податкової служби повинен провести камеральну податкову перевірку протягом 20 (двадцяти) днів після отримання Органом державної податкової служби заяви про бюджетне відшкодування ПДВ та повинен подати Органу Державного Казначейства висновок з зазначенням суми ПДВ, що підлягає відшкодуванню з бюджету протягом 23 (двадцяти трьох) днів після отримання заяви про бюджетне відшкодування ПДВ.

Орган Державного Казначейства протягом 5 (п'яти) Робочих днів після отримання висновку Органу державної податкової служби відшкодовує Оператору суму ПДВ, підтверджену у висновку Органу державної податкової служби, шляхом перерахування коштів з бюджетного рахунку на поточний банківський рахунок Оператора.

У разі ненадання Органом державної податкової служби жодного висновку про суму бюджетного відшкодування ПДВ, який Орган державної податкової служби повинен надати, відповідно до цієї Угоди у строки, визначені у цьому Розділі 31.1(F)(11) та Розділі 31.1(F)(12)(b), Орган Державного Казначейства здійснює бюджетне відшкодування ПДВ в розмірі, який зазначений Оператором в його заяві, або, якщо застосовно, у сумі, визначеній в рішенні, прийнятому за наслідками адміністративного та/або судового оскарження, описаного в Розділі 31.1(F)(12)(b), з бюджетного рахунку на поточний банківський рахунок Оператора. В такому випадку бюджетне відшкодування ПДВ повинно бути здійснене протягом 5 (п'яти) Робочих днів після закінчення строку, встановленого для подання Органом державної податкової служби висновку щодо суми, що підлягає відшкодуванню з бюджету.

Казначейські фінансові векселі, ПДВ облігації, інші подібні інструменти або інші альтернативи виплаті грошовими коштами не можуть використовуватись замість бюджетного відшкодування ПДВ грошовими коштами.

(12) Якщо за результатами камеральної податкової перевірки згідно з Розділом 31.1(F)(11) Орган державної податкової служби виявляє та відображає у висновку невідповідність суми бюджетного відшкодування ПДВ сумі, заявленій у декларації з ПДВ, то застосовуватиметься наступна процедура:

(a) у разі заниження заявленої Оператором суми бюджетного відшкодування ПДВ щодо суми, визначеної Органом державної податкової служби, Орган державної податкової служби надсилає Органу Державного Казначейства висновок із зазначенням більшої суми ПДВ, що підлягає відшкодуванню з бюджету, виходячи з суми, визначеної Органом державної податкової служби, за результатами камеральної податкової перевірки згідно з Розділом 31.1(F)(11), протягом строку, передбаченого Розділом 31.1(F)(11); бюджетне відшкодування повинне бути надане відповідно до цього висновку;

(b) у разі перевищення заявленої Оператором суми бюджетного відшкодування ПДВ понад суму, визначену Органом державної

податкової служби, Орган державної податкової служби за результатами камеральної податкової перевірки згідно з Розділом 31.1(F)(11) надсилає податкове повідомлення-рішення Оператору із зазначенням суми перевищення та, відповідно, суми, на яку має бути зменшене бюджетне відшкодування ПДВ Оператора із зазначенням підстав для такого зменшення суми бюджетного відшкодування ПДВ та достатнім формальним та фактичним обґрунтуванням згідно із Законодавством України та цією Угодою протягом 23 (двадцяти трьох) днів після отримання Органом державної податкової служби заяви про бюджетне відшкодування ПДВ.

Оператор має право, на свій розсуд, оскаржити податкове повідомлення-рішення, зазначене в Розділі 31.1(F)(12)(b), в адміністративному та/або судовому порядку та/або згідно з іншими застосовними процедурами згідно з Законодавством України, включаючи міжнародні договори, що є частиною Законодавства України. Після завершення процедури адміністративного та/або судового оскарження за Законодавством України, залежно від випадку, Орган державної податкової служби повинен надати висновок із зазначенням суми бюджетного відшкодування ПДВ, що підлягає відшкодуванню Органом державного казначейства згідно з відповідним рішенням щодо оскаржуваної суми бюджетного відшкодування ПДВ протягом 5 (п'яти) днів після вступу такого рішення в силу, а Орган державного казначейства повинен надати бюджетне відшкодування ПДВ згідно з таким висновком, як зазначено в Розділі 31.1(F)(11).

(c) В будь-якому разі висновок про суму бюджетного відшкодування ПДВ щодо частини бюджетного відшкодування ПДВ, що не оспорюється Органом державної податкової служби, повинен бути поданий Органу Державного Казначейства в строки, передбачені Розділом 31.1(F)(11).

(13) Якщо Оператор не отримає бюджетне відшкодування ПДВ грошовими коштами у повному обсязі у строки, встановлені у цьому Розділі 31, на невідшкодовану суму ПДВ нараховується пеня у розмірі 120 (ста двадцяти) відсотків облікової ставки Національного банку України. Пеня нараховується починаючи з першого дня прострочення бюджетного відшкодування ПДВ за кожен день прострочення, в тому числі за день, коли сума ПДВ була фактично відшкодована. У випадку, який описано у Розділі 31.1(F)(12)(a), пеня нараховується на суму ПДВ, що підлягає бюджетному відшкодуванню, відповідно до висновку Органу державної податкової служби виданому Органу Державного Казначейства. У випадку, який описано у Розділі 31.1(F)(12)(b), пеня нараховується на невідшкодовану суму бюджетного відшкодування ПДВ, що підлягає відшкодуванню з бюджету згідно з висновком Органу держаної податкової служби, наданим згідно з відповідним рішенням за результатами адміністративного чи судового оскарження щодо оскаржуваної суми бюджетного відшкодування ПДВ, як зазначено в Розділі 31.1(F)(12)(b), та застосовуватиметься з дати, коли бюджетне відшкодування ПДВ повинно було бути здійснено згідно з заявою Оператора у строки, наведені у Розділі 31.1(F)(11).

(14) Держава сприятиме реалізації права Оператора на одержання бюджетного відшкодування ПДВ.

(15) В разі ввезення Інвестором, Оператором або Підрядником, включаючи його постійне представництво, на митну територію України товарів та інших матеріальних цінностей, в тому числі Обладнання та матеріалів, призначених для використання в рамках Операцій з вуглеводнями, у митному режимі імпорту, Податки України (окрім акцизного податку, що справляється при ввезені (імпорті) товарів згідно з Законодавством України), що підлягають сплаті під час ввезення та митного оформлення товарів (в тому числі в результаті перевірок після митного оформлення товарів), в тому числі ПДВ та ввізне мито, не справляються, незалежно від місця поставки таких товарів чи інших матеріальних цінностей. Зазначене звільнення застосовується незалежно від того, чи були такі товари ввезені до чи після початку видобутку Вуглеводнів.

(16) В разі отримання будь-яким з Інвесторів або Оператором (в тому числі його Постійним представництвом), або Підрядником, включаючи його постійне представництво, будь-яких послуг для Операцій з вуглеводнями, які постачаються нерезидентом, який не зареєстрований платником ПДВ в Україні, на митній території України, ПДВ не справляється, незалежно від того, чи були зазначені послуги поставлені до чи після початку видобутку Вуглеводнів. Таке постачання послуг вживається у значенні відповідно до визначення поняття "постачання послуг" згідно з Податковим кодексом України.

(17) У разі вивезення Інвестором або Оператором Видобутих вуглеводнів, розподілених в Пункті виміру, за межі митної території України, ПДВ справляється за 0% (нульовою) ставкою. Будь-які інші Податки України та інші обов'язкові платежі, які повинні сплачуватися за загальними правилами під час експорту та митного оформлення товарів, в тому числі вивізне мито, акцизний податок та інші обов'язкові платежі, не справляються в разі вивезення Інвестором, в тому числі Оператором, Видобутих вуглеводнів за межі митної території України, незалежно від того чи перехід права власності на Вуглеводні відбувається на митній території України чи поза митною територією України.

(18) У разі вивезення Інвестором або Оператором, або Підрядником, включаючи його постійне представництво, товарів, що були набуті або отримані у користування для Операцій з вуглеводнями або з метою здійснення будь-яких інших операцій, передбачених цією Угодою, ПДВ справлятиметься за 0% (нульовою) ставкою. Будь-які митні платежі, інші Податки України або обов'язкові платежі, в тому числі, але не обмежуючись, вивізне мито та акцизний податок, не справлятимуться у разі вивезення товарів за межі митної території України, незалежно від того, чи були такі товари раніше придбані Інвестором, в тому числі Оператором, на митній території України чи імпортовані (ввезені) на митну територію України для Операцій з вуглеводнями.

(19) Держава забезпечує належні умови для вільного та безперешкодного застосування імпортних та експортних податкових та митних пільг, передбачених Законодавством України та цією Угодою, для Інвесторів, в тому числі Оператора, та їхніх Підрядників, інших підрядників, перевізників та інших контрагентів або постійних представництв будь-яких таких Осіб-нерезидентів. Зокрема, на письмове звернення

Оператора Держава зобов'язується протягом 10 (десяти) Робочих днів після отримання такого звернення надати офіційне підтвердження наявності зазначених пільг, що може бути пред'явлене відповідним державним органам під час митного оформлення товарів.

(20) В разі, якщо з будь-якої причини ПДВ, ввізне, вивізне мито або інші Податки України, що сплачуються під час митного оформлення, будуть фактично сплачені, незважаючи на причину сплати, у зв'язку з придбанням, постачанням чи наданням Видобутих вуглеводнів, товарів, робіт та послуг Інвестором, в тому числі Оператором, або Підрядником, включаючи його постійне представництво, для цілей Операцій з вуглеводнями, коли згідно з Законодавством України та цією Угодою такий ПДВ, ввізне мито, вивізне мито або інші Податки України не підлягали сплаті, такий ПДВ, ввізне мито, вивізне мито або інші Податки України підлягають поверненню з бюджету Оператору у порядку, встановленому Законодавством України для повернення помилково або надміру сплачених сум податків. Якщо Інвестор, в тому числі Оператор, відповідно до умов цієї Угоди відчужує імпортовані товари, вартість яких не була відшкодована Компенсаційними вуглеводнями, і які використовувалися для Операцій з вуглеводнями не менше 3 (трьох) років, таке відчуження не є підставою для стягнення з Інвестора, в тому числі Оператора, податків та зборів, не внесених при імпорті таких товарів у зв'язку із наданням пільг для такого імпорту відповідно до Законодавства України.

(G) Плата за користування надрами.

Плата за користування надрами справлятиметься відповідно до положень цього Розділу 31.1(G).

(1) Оператор зобов'язаний обчислювати Плату за користування надрами, сплачувати та подавати звітність щодо Плати за користування надрами в порядку та на умовах, визначених цим Розділом 31.1(G).

Загальні правила, порядок та умови, передбачені Податковим кодексом України та іншими законодавчими актами України з питань оподаткування щодо справляння Плати за користування надрами, застосовуються тільки у випадках та в межах, коли відповідне питання не врегульоване спеціальними правилами, встановленими цією Угодою. У випадку розбіжностей між спеціальними правилами, встановленими цією Угодою, та загальними правилами, встановленими Податковим кодексом України та іншим податковим законодавством, повинні застосовуватись спеціальні правила, встановлені цією Угодою.

(2) Оператор виступає платником Плати за користування надрами за цією Угодою незалежно від того, чи спеціальні дозволи на користування надрами за цією Угодою будуть видані Оператору чи Інвестору.

(3) Об'єктом оподаткування Платою за користування надрами є загальний обсяг Видобутих вуглеводнів за податковий період.

(4) Вуглеводні, що відповідають пункту 263.2.3 Податкового кодексу України, не включаються до об'єкта оподаткування Платою за користування надрами.

(5) База оподаткування Платою за користування надрами за податковий період визначається як загальна вартість об'єкта оподаткування Платою за користування надрами за такий податковий період, що визначається відповідно до Розділу 27.

(6) Обсяг і вартість Видобутих вуглеводнів, що оподатковуються Платою за користування надрами, за кожен податковий період зазначаються у Декларації Належних часток за податковий період, в якому здійснюється розподіл Видобутих вуглеводнів. Розподіл Видобутих вуглеводнів може здійснюватися кілька разів протягом одного податкового періоду за цією Угодою, і вартість Видобутих вуглеводнів може відрізнятися для кожного розподілу Видобутих вуглеводнів протягом такого податкового періоду.

(7) Якщо Декларацію Належних часток не підписано, відповідно до Розділу 26, оціночні дані, які містяться в Акті про розподіл видобутих вуглеводнів за відповідний Календарний квартал, та дані щодо загального обсягу Видобутих вуглеводнів, які визначені за відповідний Календарний квартал, повинні використовуватися для визначення об'єкта оподаткування Платою за користування надрами в податковій декларації за такий податковий період.

(8) Оператор сплачуватиме Плату за користування надрами за наступними ставками:

(a) 1,25% (одна ціла двадцять п'ять сотих відсотка) за Природний газ, в тому числі газ, розчинений у нафті (нафтовий (попутний) газ), етан, метан, пропан, бутан, газ (метан) вугільних родовищ, газ сланцевих товщ, газ центрально-басейнового типу, газ колекторів щільних порід, та

(b) 2% (два відсотки) за нафту та конденсат.

Розміри ставок Плати за користування надрами підлягають зниженню відповідно до Розділу 31.1(D) внаслідок Сприятливих змін в податковому законодавстві. Якщо нові правила Податкового кодексу України або іншого Законодавства України після Дати набуття чинності встановлюють нижчі ставки Плати за користування надрами або іншим чином встановлюють менший розмір Плати за користування надрами, ніж встановлено цією Угодою, то такі нові ставки застосовуються до цієї Угоди.

Ставка Плати за користування надрами застосовується до бази оподаткування Платою за користування надрами в податковому періоді.

(9) Базовим податковим (звітним) періодом з Плати за користування надрами є один Календарний квартал

(10) Якщо Оператор вважає, що форма податкової декларації (розрахунку), форма уточнюючої декларації (розрахунку) з Плати за користування надрами та порядок їх заповнення не відповідають вимогам Розділу 31.1(G), Оператор має право подати разом з такою декларацією (розрахунком) доповнення до такої декларації (розрахунку), яке

складене за довільною формою, що вважатиметься невід'ємною частиною такої податкової декларації (розрахунку). Таке доповнення подається з поясненням мотивів його подання.

(11) В рамках Операцій з вуглеводнями Оператор веде консолідований податковий облік та подає податкову декларацію (розрахунок) з Плати за користування надрами за податковий період, незалежно від числа спеціальних дозволів на використання надр за цією Угодою, починаючи з податкового періоду, в якому вперше відбувся розподіл Видобутих вуглеводнів.

(12) Оператор подає податкові декларації (розрахунки) з Плати за користування надрами за податковий період до Органу державної податкової служби за місцем податкового обліку цієї Угоди протягом 40 (сорока) днів після останнього дня такого податкового періоду.

(13) Якщо інше не передбачено цією Угодою, Плата за користування надрами підлягає сплаті грошовими коштами протягом 10 (десяти) днів, що настають за останнім днем граничного строку для подання податкової декларації (розрахунку) з Плати за користування надрами за податковий період, за який сплачується Плата за користування надрами, в розмірі, визначеному у поданій податковій декларації (розрахунку) з Плати за користування надрами за відповідний податковий період. Обов'язок щодо сплати авансових внесків з Плати за користування надрами не поширюється на Оператора за цією Угодою. Оператор сплачує Плату за користування надрами за місцем перебування Угоди на податковому обліку.

(14) Якщо після подання податкової декларації (розрахунку) з Плати за користування надрами за податковий період має місце уточнення обсягів Видобутих вуглеводнів та/або їхньої вартості (визначеної за такий податковий період), згідно з цією Угодою, Оператор може, на власний розсуд, або уточнити свої податкові зобов'язання, нараховані за такий податковий період, або відобразити уточнені показники у Деклараціях Належних часток, складених за податковий період відповідно до цієї Угоди. Таке коригування не вважатиметься виправленням помилки, виправленням заниження чи завищення податкового зобов'язання минулих податкових періодів. В такому разі штрафи, пеня чи інші санкції не застосовуються.

(15) Будь-яка Плата за користування надрами, нарахована (сплачена) Оператором, включається до Податкових витрат.

(H) Податок на доходи фізичних осіб та єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування.

(1) Якщо застосовно, Постійне Представництво Іноземного Інвестора (в тому числі Оператора), або інший Інвестор-резидент повинні нараховувати, утримувати та сплачувати податок на доходи фізичних осіб із заробітної плати, інших винагород та платежів, нарахованих (та/або виплачених) платникам податку на доходи фізичних осіб, які працевлаштовані або іншим чином залучені ним в Україні для Операцій з вуглеводнями, відповідно до Податкового кодексу України. Податок на доходи фізичних осіб справляється за ставками, встановленими Податковим кодексом України.

Якщо Інвестор, що діє у якості Оператора, нараховує, утримує та сплачує податок на доходи фізичних осіб, він відображає це у податковому обліку та податковій звітності, що ведеться або подається Оператором для цілей оподаткування в рамках цієї Угоди.

(2) Якщо застосовно, Постійне Представництво Іноземного Інвестора (в тому числі Оператора), або інший Інвестор-резидент повинні стати на облік платників єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування та сплачувати єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування працівників, що працевлаштовані ним, в загальному порядку, в строки, на умовах та в розмірах, передбачених Законом України "Про збір та облік єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування" та цією Угодою. Єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування справляється за ставками, встановленими Законодавством України. Ставки внеску, що сплачується Інвесторами, в тому числі Оператором, а не утримується Інвестором, в тому числі Оператором, що діє в якості страхувальника, з працівників, повинні застосовуватись в розмірі, передбаченому Законом України "Про збір та облік єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування" на Дату набуття чинності. Якщо в результаті Сприятливих змін в податковому законодавстві ставки єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, що сплачується Інвесторами, в тому числі Оператором, а не утримується Інвестором, в тому числі Оператором, що діє в якості страхувальника, з працівників, зменшаться, будуть застосовуватись положення Розділу 32.1(D).

Єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, нарахований (сплачений) будь-яким із Інвесторів щодо працівників/інших осіб, залучених для Операцій з вуглеводнями, включається до Податкових витрат та може бути підтверджений документами Інвестора, який нарахував (сплатив) внесок. Якщо Інвестор, що діє у якості Оператора, нараховує, утримує та сплачує внески, він відображає це у податковому обліку та податковій звітності, що ведеться або подається Оператором для цілей оподаткування в рамках цієї Угоди.

(3) Постійне представництво Оператора подає податкові розрахунки щодо доходу, нарахованого та/або виплаченого платникам податку на доходи фізичних осіб і утриманого податку та подає звітність з єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, використовуючи індивідуальний податковий номер цієї Угоди.

(I) Державні збори та мита за державні послуги

У разі виникнення потреби у сплаті будь-яким Інвестором або Оператором державних зборів чи мит (за винятком зборів і мит, що передбачені або будуть передбачені Податковим кодексом України, а отже є Несплачуваними податками) для отримання послуги чи виконання будь-якої необхідної дії державними органами або державними установами у зв'язку з Операціями з вуглеводнями, Інвестор або Оператор (залежно від ситуації) сплачує такий збір або мито відповідно до загального порядку, на умовах і у розмірах, передбачених Законодавством України. Інвестор або Оператор мають право сплачувати такі збори та мита за ставками, що встановлені Законодавством України на Дату набуття чинності, з урахуванням положень Розділу 31.1(D).

Такий збір або мито, сплачений будь-яким Інвестором, в тому числі Оператором, вважатиметься Податковими витратами, і має підтверджений документами Інвестора (або Оператора), який сплатив державний збір або мито. Якщо Інвестор, що діє у якості Оператора, нараховує, утримує та сплачує державний збір або мито, він відображає це у податковому обліку та податковій звітності, що ведеться або подається Оператором для цілей оподаткування в рамках цієї Угоди.

(J) Неоподатковувані операції

(1) Сторони погоджуються, що відповідно до розділу XVIII Податкового кодексу України та статті 25 Закону про УРП та з урахуванням інших особливостей оподаткування за цією Угодою та Податковим кодексом України Неоподатковуваними операціями вважатимуться наступні перелічені нижче операції, а також інші операції, що прямо визначені в цій Угоді як Неоподатковувані операції:

(a) Розподіл (передача, включаючи балансування газу) Прибуткових вуглеводнів та/або Компенсаційних вуглеводнів та/або їх грошового еквіваленту між Державою та Інвесторами або Оператором та отримання Прибуткових вуглеводнів та/або Компенсаційних вуглеводнів або їх грошового еквіваленту;

(b) Передача Оператору частки Держави у Прибуткових вуглеводнях для продажу або іншого відчуження;

(c) Розподіл (передача, включаючи балансування газу) Оператором Прибуткових вуглеводнів та/або Компенсаційних вуглеводнів або їх грошового еквіваленту, в тому числі доходу від продажу або іншого відчуження, між Інвесторами, в тому числі, якщо такий випадок матиме місце, утримання Оператором такого доходу, а також отримання Прибуткових вуглеводнів та/або Компенсаційних вуглеводнів та/або їх грошового еквіваленту;

(d) Продаж або будь-яке інше відчуження Прибуткових вуглеводнів та Компенсаційних вуглеводнів Оператором або будь-яким Інвестором після того, як право власності на такі Компенсаційні Вуглеводні та Прибуткові Вуглеводні перейшло до Оператора або такого Інвестора, крім оподаткування ПДВ згідно з цією Угодою;

(e) Продаж або будь-яке інше відчуження Оператором частки Держави у Прибуткових вуглеводнях відповідно до цієї Угоди, крім оподаткування ПДВ, передання, зберігання та подальше утримання будь-яким Інвестором або Оператором для нагляду або продажу частки Держави у Прибуткових вуглеводнях та розподіл між Державою та Оператором виручки від продажу або іншого відчуження Оператором частки Держави у Прибуткових вуглеводнях, в тому числі утримання такої виручки Оператором;

(f) Передача права власності на Майно та/або Активи від будь-якого Інвестора, в тому числі Оператора, на користь Держави відповідно до цієї Угоди (зазначене Майно та/або Активи можуть включати будь-яке нерухоме або рухоме майно, таке як обладнання та устаткування тощо), набуті та/або створені будь-

яким Інвестором, в тому числі Оператором, для Операцій з вуглеводнями, вартість яких була відшкодована Компенсаційними вуглеводнями, або внаслідок припинення цієї Угоди та подальше користування, в тому числі безоплатне користування, таким Майном чи Активами будь-яким Інвестором, в тому числі Оператором, для Операцій з вуглеводнями після того, як право власності на таке Майно та/або Активи перейшло до Держави згідно з цією Угодою, і подальше повернення такого Майна та/або Активів Державі;

(g) Будь-яке знищення, Виведення з експлуатації, ліквідація та списання Майна та/або Активів в межах Операцій з Вуглеводнями;

(h) Передача грошових коштів будь-якою Стороною (незалежно від того, чи грошові кошти передаються від головного офісу чи від Постійного представництва такої Сторони в Україні) будь-якому Інвестору, в тому числі Оператору, для забезпечення виконання Операцій з вуглеводнями, цієї Угоди і Операційного договору, і повернення таких грошових коштів Інвестором/Оператором відповідній Стороні, в тому числі будь-яку таку передачу, здійснену за іншу Сторону, або, якщо інша Сторона не здійснює відповідну передачу, а також будь-які платежі та їх повернення у зв'язку з Операціями, які здійснюються на власний ризик;

(i) Передача будь-якого Майна та/або Активів, в тому числі нерухомі або рухомі речі, будь-якою Стороною будь-якому Інвестору, в тому числі Оператору, для Операцій з вуглеводнями згідно з цією Угодою та Операційним договором і повернення такого Майна, Активів та/або майна Інвестором/Оператором відповідній Стороні, в тому числі, зокрема, будь-яку передачу, здійснену за іншу Сторону, або, якщо інша Сторона не здійснює відповідну передачу, а також будь-яка передача Майна, Активів та/або майна та їх повернення у зв'язку з Операціями, які здійснюються на власний ризик;

(j) Передача будь-якого Майна та/або Активів, в тому числі грошові кошти, будь-яке нерухоме або рухоме майно, будь-якою Стороною Оператору або Інвестору для використання в Операціях з вуглеводнями в межах цієї Угоди та Операційного договору, безоплатне користування таким майном та повернення такого Майна, Активів та/або майна відповідному Інвестору або Державі;

(k) Безоплатне користування Оператором або будь-яким Інвестором будь-яким Майном та/або Активами, в тому числі грошовими коштами, геологічною, геофізичною, геохімічною, буровою, інженерною, каротажною, виробничою та іншою інформацією, технологіями, в тому числі такими, що належать Державі або будь-якому Інвестору чи Інвесторам спільно чи набуті або накопичені будь-яким Інвестором або Оператором в межах Операцій з вуглеводнями;

(l) Повернення Оператором Договірної ділянки або будь-якої її частини Державі відповідно до цієї Угоди або будь-яка зміна Договірної ділянки;

(m) Передача Іноземним Інвестором, в тому числі Оператором, будь-якого Майна та/або Активів, в тому числі грошових коштів, будь-якого нерухомого або рухомого майна, своєму Постійному представництву в Україні для фінансування та забезпечення Операцій з вуглеводнями відповідно до затвердженої Програми Робіт і Бюджету, в тому числі (але без будь-яких обмежень) на загальні адміністративні потреби та сплату податків та зборів, що підлягають сплаті за цією Угодою, для фінансування будь-якої іншої діяльності та виконання будь-яких інших зобов'язань за цією Угодою, в тому числі отримання такого Майна, Активів та/або майна Постійним представництвом;

(n) Безоплатне користування Оператором або будь-яким Інвестором Вуглеводнями (в тому числі використання Вуглеводнів для Технологічних Цілей, в операціях з підняття газу, тимчасове закачування Вуглеводнів в Договірну ділянку/сховище, Спалювання, тестування) відповідно до цієї Угоди, втрата Вуглеводнів в Операціях з вуглеводнями (включаючи втрати в результаті продувки, усадки, випаровування, Спалення);

(o) Будь-яке транспортування Видобутих вуглеводнів, необхідне для чи пов'язане з Операціями з вуглеводнями;

(p) Безоплатне використання будь-яким Інвестором або Оператором прав, наданих їм Законодавством України або за цією Угодою, або за Операційним договором;

(q) Передача будь-якого майна, робіт, послуг, в тому числі грошових коштів, будь-якого нерухомого або рухомого майна, Оператором або будь-яким Інвестором Державі або будь-якій іншій Особі, яке здійснюється для виконання соціальних зобов'язань або на потреби соціального та промислового розвитку місцевих громад за цією Угодою;

(r) Безоплатне постачання (надання) товарів, робіт, послуг, грошових коштів будь-якому Інвесторові, Операторові або будь-яким Інвестором чи Оператором, в межах Операцій з вуглеводнями, в тому числі надання додаткових благ працівникам, задіяним у Операціях з вуглеводнями;

(s) Інші види доходу, отримані від здійснення Операцій з вуглеводнями, в тому числі курсові різниці, в тому числі від Конвертації валюти та Перерахунку валюти, проценти, нараховані та/або сплачені у зв'язку зі зберіганням грошових коштів на банківських чи будь-яких інших рахунках в рамках виконання цієї Угоди, в тому числі проценти на Рахунки виведення з експлуатації та проценти по вкладах в банках (в тому числі, зокрема, повернення профінансованих сум (в тому числі проценти), нарахування Індексації та індексації Податкових витрат за цією Угодою, умовні проценти та основні суми безпроцентних позик, отриманих будь-яким Інвестором, в

тому числі Оператором, та його Постійним представництвом, якщо застосовно, для фінансування Операцій з вуглеводнями та не повернені на кінець календарного кварталу), продаж іноземної валюти, в тому числі отриманої як фінансова допомога або позика для фінансування Операцій з вуглеводнями, безповоротна фінансова допомога, відшкодування, в тому числі відшкодування будь-яких Податків України, будь-яку компенсацію, проценти, пеню, штрафи чи будь-які інші подібні платежі, що підлягають сплаті іншими Особами, в тому числі в рамках страхування, а також будь-які проценти чи компенсації від Держави, отримані в рамках виконання цієї Угоди;

(t) Виконання Оператором його функцій за Угодою, його зміна та припинення повноважень, за винятком обов'язків Оператора щодо сплати Податків України відповідно до Законодавства України та цієї Угоди.

(u) Припинення цієї Угоди, визнання її недійсною, такою, що не підлягає примусовому виконанню або нечинною у інший спосіб (частково або повністю);

(v) Будь-яка сплата Шевроном Державі або на Спільний обліковий рахунок коштів, що ще не були використані із Сукупної вартості ПРБ геологічного вивчення в Доларах США в сумі 350 000 000 Доларів, за вирахуванням будь-якої невідшкодованої суми бюджетного відшкодування ПДВ, включаючи будь-яке Прострочене грошове зобов'язання, згідно з Розділом 43.1; та

(w) Інші операції, визначені в Податковому кодексі України як Неоподатковувані операції, або операції, які можуть розглядатися як такі, що не підлягають оподаткуванню (неоподатковувані), враховуючи особливості оподаткування за цією Угодою.

(2) Операції, зазначені у Розділі 31.1(J)(1), вважаються Неоподатковуваними операціями і в тому випадку, якщо розподіл Видобутих вуглеводнів за цією Угодою не відбувся, в тому числі в разі припинення цієї Угоди або визнання її недійсною або такою, що не підлягає виконанню в примусовому порядку, або такою, що не має сили з інших причин, до або після першого розподілу Видобутих вуглеводнів.

(3) Використання раніше набутого, створеного чи використовуваного Майна та/чи Активів, робіт, послуг чи інших придбань в рамках Неоподатковуваних операцій або у зв'язку з Неоподатковуваними операціями та Неоподатковувані Операції як такі не повинні впливати на право Оператора або будь-якого Інвестора, якщо застосовно, на визнання Компенсаційних витрат, чи визнання витрат, в тому числі на визнання Податкових витрат для цілей Податку на прибуток, та на податковий кредит з ПДВ або бюджетне відшкодування з ПДВ (за наявності).

31.2 Інші податкові питання

У разі необхідності, Оператор подає будь-які документи, заяви та приймає рішення щодо Податків, включаючи подання будь-яких необхідних декларацій, здійснення

вибору або подання заяв щодо Податків США згідно з Додатком О. Держава та Надра Олеська не підлягатимуть оподаткуванню Податками США в силу положень Додатку О та не зобов'язані здійснювати будь-які дії чи складати будь-які документи, що можуть підпорядкувати її податковій юрисдикції Сполучених Штатів Америки.

32. ТРУБОПРОВІД

32.1 Держава сприятиме Оператору та Інвесторам у включенні до переліку суб'єктів ринку природного газу України відповідно до Порядку доступу до ЄГТСУ. Крім цього, Держава сприятиме Оператору в отриманні будь-яких послуг, необхідних Оператору та Інвесторам в ЄГТСУ відповідно до Порядку доступу до ЄГТСУ, на принципах, що передбачені в пункті 1.5 Порядку доступу до ЄГТСУ, за яким аналогічні/рівні права доступу до ЄГТСУ надаються всім суб'єктам ринку природного газу. У випадку втрати Державою контролю над ЄГТСУ, Держава сприятиме, щоб Оператор та Інвестори зберегли всі права, що передбачені цим Розділом 32.1. У тому випадку, коли доступ до наявної пропускної спроможності не може бути отриманий в межах ділянки здійснення Оператором або Інвесторами Операцій з вуглеводнями, застосуванню підлягатиме решта положень цього Розділу 32.

32.2 Відповідно до Розділу 18.1(Н) цієї Угоди та Законодавства України, Держава забезпечує будь-які необхідні Дозволи, що мають бути надані Інвесторам, на транспортування Вуглеводнів в Україні, а також будь-які необхідні Дозволи з метою будівництва трубопроводів та пов'язаних об'єктів, що необхідні для здійснення Операцій з вуглеводнями, відповідно до положень Розділу 32.6. При викупі земельних ділянок для суспільних потреб у зв'язку з будівництвом трубопроводів та пов'язаних об'єктів Держава та Інвестори повинні діяти відповідно до Розділу 16.1.

32.3 Держава сприяє, щоб Інвестори під час транспортування Вуглеводнів територією України мали право використовувати будь-які наявні державні потужності систем трубопроводів та газових сховищ, і таке використання здійснюватиметься на умовах, не менш сприятливих ніж ті, що пропонуються будь-якому іншому суб'єкту господарювання.

32.4 Враховуючи положення Розділу 20.1, Оператор має право в порядку, передбаченому Законодавством України, проектувати, будувати, здійснювати експлуатацію та обслуговування трубопроводів та будь-яких пов'язаних об'єктів з метою транспортування та зберігання Вуглеводнів, видобутих відповідно до цієї Угоди.

32.5 За умови наявності вільної пропускної потужності та за умови, що вона є придатною для роботи з їх Вуглеводнями, треті особи матимуть право транспортувати свої Вуглеводні через будь-який трубопровід, спорудженій Оператором відповідно до цього Розділу 32, на умовах (згідно з порядком узгодження таких умов Інвесторами, що встановлюється Операційним договором), що мають бути погоджені між Оператором та Державою, а також такими третіми особами. Такими умовами мають бути розумні комерційні умови, які не носитимуть дискримінаційного характеру для користувачів-третіх осіб. Специфікації щодо якості та постачання Вуглеводнів мають відповідати тим, що використовуються для ЄГТСУ, якщо такий трубопровід не використовуватиметься в інших цілях або для транспортування іншої речовини. Інвестори завжди матимуть пріоритетний доступ до таких трубопроводів.

32.6 Будь-які витрати, пов'язані з проектуванням, спорудженням, реконструкцією, експлуатацією та обслуговуванням трубопроводів та пов'язаних об'єктів, в тому числі об'єкти зберігання Вуглеводнів Оператором відповідно до цього Розділу 32 (надалі – **"Витрати щодо трубопроводу"**) вважатимуться Компенсаційними витратами і підлягатимуть компенсації Інвесторам відповідно до положень Розділу 25. Будь-які

витрати, пов'язані з приєднанням до ЄГТСУ, також вважаються Компенсаційними витратами.

32.7 Оператору надається право на весь строк дії цієї Угоди безоплатно експлуатувати та обслуговувати споруджений відповідно до цього Розділу 32 трубопровід та пов'язані об'єкти, а також право на транспортування Вуглеводнів, видобутих в будь-якій частині Договірної ділянки.

32.8 Державі та кожному Інвестору надаються такі ж самі права як і Оператору на безкоштовне використання будь-якого трубопроводу та пов'язаних об'єктів, що були споруджені й експлуатація яких здійснюється Оператором відповідно до цього Розділу 32, у зв'язку з транспортуванням до Пункту виміру частки Вуглеводнів, на яку мають право Держава та кожен Інвестор відповідно до Угоди.

33. ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ

33.1 Сторони несуть відповідальність за невиконання або неналежне виконання своїх зобов'язань за цією Угодою згідно з Законодавством України та відповідно до цього Розділу 33. Інвестори несуть солідарну відповідальність по зобов'язаннях, передбачених цією Угодою.

33.2 Інвестори несуть відповідальність за шкоду, заподіяну Навколишньому природному середовищу у зв'язку з виконанням цієї Угоди, яка підлягає відшкодуванню в повному обсязі за рахунок Інвесторів незалежно від плати за забруднення Навколишнього природного середовища та погіршення якості природних ресурсів, якщо така плата застосовується згідно з Законодавством України, окрім шкоди, заподіяної Навколишньому природному середовищу внаслідок стихійних природних явищ або навмисних дій потерпілих.

33.3 Інвестори несуть відповідальність перед третіми особами в межах, встановлених Законодавством України, зокрема положеннями Законодавства України щодо будь-яких об'єктів підвищеної небезпеки, за будь-які збитки або шкоду (включаючи моральну шкоду), що можуть бути спричинені ними таким третім особам під час здійснення Операцій з вуглеводнями.

33.4 З урахуванням положень Розділів 33.1 - 33.3, Інвестори несуть відповідальність та відшкодовують Державі всі Прямі збитки, які виникають в результаті здійснення Операцій з вуглеводнями та невиконання або неналежного виконання своїх зобов'язань за Угодою, та в жодному випадку не несуть відповідальності та звільняються від відшкодування будь-яких Непрямих збитків Держави, крім випадків Умисних неправомірних дій, коли Інвестори відшкодовують Державі збитки в повному обсязі.

33.5 Держава несе відповідальність та відшкодовує Інвесторам всі Прямі збитки, які виникають в результаті невиконання або неналежного виконання своїх зобов'язань за Угодою, та не несе відповідальності та звільняється від відшкодування будь-яких Непрямих збитків Інвесторів, крім випадків, передбачених Розділом 33.8, коли Держава відшкодовує Інвесторам збитки в повному обсязі.

33.6 Якщо Інвестори доведуть, що шкода, завдана Навколишньому природному середовищу, виникла в результаті стихійних природних явищ або навмисних дій потерпілих, Інвестори звільнятимуться від відшкодування шкоди, завданої Навколишньому природному середовищу.

33.7 Шкода, що виникає в результаті правомірних дій Інвесторів, що відповідають вимогам цієї Угоди, і які були належним чином узгоджені з Державою, підлягає відшкодуванню

за рахунок Сторін цієї Угоди у пропорціях, передбачених для розподілу продукції та визначених в Розділі 26.

33.8 Сторони вважають наступні невиконання або виконання неналежним чином зобов'язань з боку Держави істотними порушеннями цієї Угоди (надалі – "**Істотне порушення**"):

(A) припинення цієї Угоди в односторонньому порядку Державою або припинення, скасування або неодноразове тимчасове зупинення дії Спеціального дозволу Державою, якщо це не передбачено Законодавством України чи цією Угодою;

(B) вилучення всієї або будь-якої частини Договірної ділянки в порушення умов цієї Угоди, яке призвело до втрати або істотного обмеження прав Інвестора на виключне здійснення Операцій з вуглеводнями;

(C) ненадання бюджетного відшкодування ПДВ (включаючи Прострочене грошове зобов'язання) відповідно до Розділів 18.1(N), 18.1(O) та 31.1(F) більш ніж один раз протягом одного Календарного року; або

(D) невиконання або неналежне виконання Державою своїх зобов'язань, передбачених у Розділі 18.1, стосовно Дозволів, за умови дотримання усіх нижченаведених умов:

(1) Дозвіл не надано у встановленому Законодавством України порядку;

(2) Оператор звернувся до Державного уповноваженого органу щодо такого порушення;

(3) Оператор звернувся до КМУ щодо усунення такого порушення, тривалість якого перевищує 12 (дванадцять) Місяців з дати звернення до Державного уповноваженого органу; та

(4) Порушення не виправлено протягом 30 (тридцяти) днів від дати звернення до КМУ.

33.9 У випадку будь-якого Істотного порушення з боку Держави Інвестори мають право в порядку, передбаченому Розділом 40 цієї Угоди:

(A) отримати відшкодування Прямих збитків та Непрямих збитків, які виникли через Істотне порушення, та припинити цю Угоду; або

(B) отримати відшкодування Прямих збитків та Непрямих збитків, які виникли через Істотне порушення, без припинення цієї Угоди; або

(C) вимагати тимчасового зупинення будь-якого етапу, перебігу строку або періоду виконання будь-якого зобов'язання Інвестора (включаючи Оператора) на період усунення Істотних порушень.

33.10 У випадку виникнення будь-якого Спору між Сторонами щодо відшкодування Прямих збитків або Непрямих збитків відповідно до цього Розділу 33, Сторони врегульовують такий Спір відповідно до Розділу 40.

33.11 Незважаючи на інші положення цього Розділу 33, Інвестор не несе відповідальність та не має зобов'язання щодо:

(A) тих частин Договірної ділянки, на які не мало впливу здійснення Операцій з вуглеводнями, незалежно від часу виникнення випадку, який призвів до виникнення відповідальності чи зобов'язання; або

(B) Договірної ділянки в тій мірі, в якій така відповідальність чи зобов'язання стосуються періоду до Дати початку.

34. СТРАХУВАННЯ

34.1 Оператор повинен оформити і протягом усього Строку після Дати початку підтримувати чинність таких видів страхування, в кожному випадку спільно на користь Оператора та Держави (з відмовою від прав суброгації по відношенню до всіх застрахованих осіб) та відповідно до вимог Законодавства України:

(A) Загального страхування від всіх ризиків, що покриває все виробниче устаткування, будівлі, обладнання та товари будь-якого виду, що використовуються або призначені для використання у зв'язку із здійсненням Операцій з вуглеводнями та знаходяться в Україні або пересилаються на її територію чи з її території.

(B) Страхування втрати Вуглеводнів до Пункту виміру.

(C) Страхування відповідальності за шкоду, що була завдана Навколишньому природному середовищу безпосередньо внаслідок дій, помилок, упущень або випадків, що виникають внаслідок здійснення Операцій з вуглеводнями протягом Строку, в тому числі забруднення повітря, поверхневого або підповерхневого шару ґрунту, а також шару вод у межах, під або над Договірною ділянкою, в тому числі втрати, що виникають внаслідок розливання, затоплення, пожежі або іншого природного лиха.

(D) Комплексного страхування цивільної відповідальності за пошкодження майна та тілесні ушкодження внаслідок здійснення Операцій з вуглеводнями.

(E) Страхування робіт з контролю за свердловиною.

(F) Такого іншого страхування стосовно Договірної ділянки та Операцій з вуглеводнями, яке, відповідно до Належною міжнародною практикою діяльності в нафтогазовій промисловості, було б оформлене розумним і обачливим оператором, що веде діяльність, подібну до Операцій з вуглеводнями, на об'єктах, подібних Договірній ділянці.

(G) Такого іншого страхування, що може вимагатися відповідно до Законодавства України.

34.2 Не пізніше, ніж через 180 (сто вісімдесят) днів після Дати Початку та у будь-якому випадку до початку будь-яких Операцій з вуглеводнями, Оператор розробляє програму страхування та подає її на затвердження до Державного уповноваженого органу. Витрати, понесені на виконання затвердженої програми страхування, вважатимуться Компенсаційними витратами та компенсуються Інвесторам відповідно до положень Розділу 25.

34.3 Страхові поліси, якими повинен володіти Оператор відповідно до Розділу 34.1, можуть зазначати Підрядників, Оператора, Інвесторів та інших третіх осіб в якості додатково застрахованих осіб, за умови що (i) внаслідок цього не виникатиме жодної втрати страхового покриття в інтересах Держави, Інвесторів або Оператора та (ii) за винятком

Підрядників Оператора, жодні додаткові витрати, що виникатимуть внаслідок цього, не компенсуватимуться як Компенсаційні витрати відповідно до Розділу 25.

34.4 Всі види страхування, що вимагаються відповідно до цієї Угоди, мають бути оформлені на таких умовах та з такими обмеженнями (в тому числі щодо страхової суми та франшиз), які мають бути узгоджені Інвесторами відповідно до Операційного договору, однак, за умови що Оператор відповідно до цієї Угоди не повинен оформляти будь-яке страхування, яке в цілому не надається на комерційних умовах операторам, що працюють у міжнародній нафтогазовій галузі.

34.5 Спори, що виникають між Сторонами стосовно будь-якого з питань, що передбачені Розділами 34.1 – 34.8, передається на розгляд Експерта будь-якою Стороною відповідно до положень Розділу 40.8.

34.6 Оператор несе відповідальність за подання всіх Претензій, що пред'являються на підставі будь-якого страхового полісу у зв'язку з цією Угодою. Франшизи, що передбачені страховими полісами, оформленими на виконання програми страхування, передбаченої Розділом 34.2, і за сплату яких несуть відповідальність Інвестори, узгоджуються на засадах розумності між Оператором та страховиком, і суми таких франшиз, у разі пред'явлення будь-якої страхової вимоги, вважатимуться Компенсаційними витратами і компенсуватимуться Оператору відповідно до положень Розділу 25.

34.7 Всі види страхування, що оформляються відповідно до цього Розділу 34, виражаються в Доларах або в такій іншій валюті, що може бути узгоджена між Сторонами.

34.8 Оператор має право визначити страховиків, які є Афілійованими особами Інвесторів, в якості страховиків або перестраховиків за всіма полісами страхування, що передбачені відповідно до Розділів 34.1 – 34.8, за умови що:

(A) Таке страхування або перестрахування не призводить до втрати будь-якого страхового покриття і оформляється на умовах (в тому числі витрати та інші видатки), які є розумно необхідними та звичайними для міжнародного страхового ринку і в жодному випадку не є менш сприятливими, аніж ті, що пропонуються страхувальнику або первинному страховику (перестраховику) третіми особами.

(B) Держава має право обґрунтовано переконатися у фінансовій стабільності такого страхувальника або перестраховиків та їх здатності своєчасно виконувати свої зобов'язання.

35. ІНФОРМАЦІЯ ТА КОНФІДЕНЦІЙНІСТЬ

35.1 Кожна Сторона повинна тримати в таємниці Конфіденційну інформацію протягом Строку та 5 (п'яти) років після закінчення Строку і не повинна розголошувати Конфіденційну інформацію жодній третій особі без попередньої письмової згоди всіх інших Сторін, окрім випадків, що дозволяються відповідно до Розділів 35.8, 35.9 та 35.10.

35.2 Оператор відповідно до Закону про УРП зберігає всі записи, дані та інформацію (в тому числі, але не обмежуючись лише цим, геологічну, геофізичну, геохімічну, технічну, комерційну, Дані результатів геологічного вивчення та іншу інформацію та дані, а також зразки гірничих порід, зокрема, керн), що стосується Операцій з вуглеводнями та не включає в себе будь-яку Базову технологію або Вдосконалену технологію Інвестора, витрати на створення якої не вважатимуться Компенсаційними

витратами, яка залишатиметься власністю відповідного Інвестора (надалі – "**Дані та інформація**"). Крім цього, Оператор зобов'язаний надавати Державі такі Дані та інформацію порядку, встановленому цією Угодою.

35.3 Оператор надає Державі одразу, як тільки це стане обґрунтовано можливим на практиці або на запит Держави будь-які Дані та інформацію, отримані під час здійснення Операцій з вуглеводнями.

35.4 Держава матиме право власності на всі Дані та інформацію, незалежно від того, чи є вони попередніми, похідними, обробленими, інтерпретованими або проаналізованими, які були отримані відповідно до цієї Угоди. За умови дотримання умов конфіденційності відповідно до цього Розділу 35, Інвестори мають право вільно та безоплатно користуватись Даними та інформацією з метою здійснення Операцій з вуглеводнями. Державі не надаються жодні права власності по відношенню до або на будь-яку Базову технологію чи Вдосконалену технологію Інвестора, або на технологію, що використовується Інвестором під час отримання, обробки, інтерпретації або аналізу попередніх даних та інформації, за умови, що витрати на їх створення якої не вважатимуться Компенсаційними витратами та не відшкодовуються Компенсаційними вуглеводнями.

35.5 За умови дотримання умов конфіденційності відповідно до цього Розділу 35, кожен Інвестор має право, без будь-якого обмеження, надсилати своїм Афілійованим особам За кордон копії Даних та інформації, зокрема копії всіх звітів та технічних даних, магнітних плівок, зразків породи, рідини та газу, а також інших даних, що пов'язані з Операціями з вуглеводнями. Дані та інформація, зокрема магнітні плівки або інші дані, оригінали яких Оператор бажає проаналізувати і обробити За кордоном, можуть бути вивезені за межі України, за умови що вони будуть повернені в Україну після такого аналізу та обробки. Оригінали Даних та інформації, зокрема зразки породи, рідини та газу та подібні дані будуть повернуті в розумний період часу, по мірі наявності після аналізу і обробки.

35.6 Оператор надає Державі будь-які Дані та інформацію, зокрема аналітичну інформацію, звіти, плівки або інші дані (геологічні, геофізичні, реєстри, інтерпретації, звіти про буріння тощо), що стосуються Операцій з вуглеводнями і які повинні зберігатися Оператором з дотриманням Законодавства України. Оператор повинен утримувати всі первинні Дані та інформацію та повернути всі оригінали таких Даних та інформації, що стосуються Договірної Ділянки, після не пізніше дати припинення цієї Угоди. Інвестор має докласти всіх необхідних зусиль для збереження та зберігання зразків керну і бурового шламу, що видобуті під час проведення Операцій з вуглеводнями та ґрунту та породи, зразків Вуглеводнів та води. Незважаючи на вищенаведене, Держава повинна мати доступ (без затримки та безкоштовно після надання відповідного запиту) до всіх Даних та інформації стосовно Договірної ділянки. Інвестори мають право власності на Оціночні матеріали, окрім випадків коли вони були відшкодовані за рахунок Компенсаційних вуглеводнів. Право власності на такі Оціночні матеріали повинно перейти до Держави коли вартість таких Оціночних матеріалів буде відшкодована за рахунок Компенсаційних вуглеводнів.

35.7 Окрім винятків, що передбачені в цьому Розділі 35, Сторони зобов'язуються зберігати конфіденційність всієї Конфіденційної інформації, зокрема всіх Даних та інформації, що стосуються цієї Угоди та Операцій з вуглеводнями, протягом всього Строку дії цієї Угоди та 5 (п'яти) років після закінчення Строку і не розголошувати та не розкривати такі Дані або інформацію третім особам без спеціальної згоди інших Сторін, за умови що у наданні такої згоди не може бути відмовлено або затримано без достатніх для цього підстав.

35.8 Дія викладеного вище в Розділі 35.7 зобов'язання щодо конфіденційності не поширюється на Конфіденційну інформацію, яка:

(A) На момент розкриття однією Стороною іншій Стороні знаходились у публічному доступі, що підтверджується друкованими публікаціями або подібними доказами, або після розкриття стали відкритими для загального користування через їх публікацію у друкованих джерелах або подібних джерелах не з вини Сторони, що розкриває Конфіденційну інформацію, або будь-якої іншої Особи, якій Конфіденційну інформацію було розкрито згідно з умовами цієї Угоди.

(B) Стали відомі Стороні, яка розкриває Конфіденційну інформацію, незалежно і були одержані від третьої особи, що має законне необмежене право розкривати таку інформацію.

(C) Були самостійно розроблені співробітниками Сторони, яка бажає покладатися на це виключення, і які не мали доступу до Конфіденційної інформації, що надається згідно з умовами цієї Угоди.

35.9 Незважаючи на вимоги щодо конфіденційності, що передбачені відповідно в Розділах 35.1 та 35.7, відповідно до Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості, Інвестор може розкривати Конфіденційну інформацію та/або Дані і інформацію будь-якому з наступних одержувачів, які пов'язані зобов'язаннями щодо конфіденційності і обмеженого використання, які принаймні є рівнозначними тим, що передбачені в цьому Розділі 35.

(A) Будь-якій Афілійованій особі Інвестора, за умови що, коли така Афілійована особа припинить бути Афілійованою особою Інвестора, така Афілійована особа прийме абсолютне зобов'язання не розголошувати Конфіденційну інформацію або Дані та інформацію, окрім випадків, коли це дозволяється відповідно до цього Розділу, або не використовувати таку Конфіденційну інформацію або Дані та інформацію для будь-якої іншої цілі, окрім Операцій з вуглеводнями.

(B) Працівникам, посадовим особам та директорам кожного Інвестора та їхніх відповідних Афілійованих осіб з єдиною метою здійснення Операцій з вуглеводнями, за умови прийняття кожною такою особою зобов'язань щодо конфіденційності та обмеженого використання, які щонайменше є рівнозначними тим, що передбачені цим Розділом 35.

(C) Працівникам та посадовим особам Держави та Державного уповноваженого органу з метою виконання цієї Угоди.

(D) Будь-яким зовнішнім професійним консультантам Сторони, але тільки в обсягах, необхідних для надання професійних порад, потрібних Сторонам у зв'язку із цією Угодою.

(E) Радникам Сторін з юридичних, фінансових та податкових питань.

(F) Будь-якому банку чи фінансовій установі в обсягах, які вимагаються від Інвестора, коли він намагається отримати чи отримує фінансування.

(G) Будь-якій третій особі, яка обґрунтовано вимагає Конфіденційну інформацію у зв'язку із будь-якою купівлею або продажем Вуглеводнів в обсязі, необхідному для такої купівлі або продажу.

(H) Будь-якому добросовісному потенційному набувачу Частки участі за цією Угодою (в тому числі будь-яку особу, з якою Інвестор та/або його Афілійовані особи ведуть добросовісні переговори, спрямовані на злиття, об'єднання чи продаж більшості акцій Інвестора чи його Афілійованої особи).

(I) У випадку Оператора, таким Особам, які можуть потребувати таку інформацію у зв'язку із здійсненням Операцій з вуглеводнями, за умови прийняття кожною такою Особою зобов'язань щодо конфіденційності та обмеженого використання, які щонайменше є рівнозначними тим, що передбачені цим Розділом 35.

(J) Потенційним або фактичним Підрядникам, що залучаються для здійснення Операцій з вуглеводнями будь-якою Стороною, коли розголошення такої інформації має істотне значення для роботи таких Підрядників або постачальників на користь такої Сторони, за умови прийняття кожним таким потенційним або фактичним Підрядником зобов'язань щодо конфіденційності та обмеженого використання, які щонайменше є рівнозначними тим, що передбачені цим Розділом 35;

(K) Будь-якій іншій Особі у разі отримання попередньої письмової згоди від Сторін, що не розголошують.

35.10 Сторона може розголошувати Конфіденційну інформацію за таких обставин:

(A) В обсягах, що передбачені вимогами Законодавства України, Законодавством, Операційним договором чи регламентами будь-яких визнаних бірж, в тому числі вимоги щодо розкриття інформації у випадку публічного розміщення акцій, за умови що:

(1) Якщо Конфіденційна інформація, що має розкриватися, є Базовою технологією, що належить іншій Стороні, то власник Базової технології повинен отримати попереднє Повідомлення щонайменше за 30 (тридцять) днів до будь-якого запланованого розкриття інформації з тим, щоб власник Базової технології мав можливість отримати охоронний наказ або інші засоби захисту права.

(2) Якщо охоронний наказ чи інші засоби захисту права не були отримані, то Сторона, якій потрібно розкрити таку Конфіденційну інформацію щодо Базової технології, повинна надати тільки ту частину Конфіденційної інформації, яка, на думку власника Базової технології, має бути розкрита, а також повинна забезпечити, аби будь-яка інша Особа, що розкриває таку Конфіденційну інформацію, здійснила це.

35.11 З урахуванням положень цього Розділу 35, Інвестор не має право продавати або передавати будь-яку Конфіденційну інформацію, зокрема Дані та інформацію, що стосуються Операцій з вуглеводнями.

35.12 Інвестор залишає за собою всі права, правовий титул та частку в праві власності на Базову технологію Інвестора.

35.13 За винятком випадків, коли такі права або ліцензії надаються відповідно до цієї Угоди, жодна Сторона не матиме будь-яких прав або ліцензій на інтелектуальну власність Інвестора або Афілійованих осіб Інвестора.

35.14 Вся інформація про Базову технологію будь-якого виду, що була прямо або опосередковано розголошена Інвестором у зв'язку з або щодо цієї Угоди, зберігається

Сторонами та їхніми Афілійованими особами в режимі суворої конфіденційності, і не розголошується та не повідомляється третім особам без чіткої попередньої письмової згоди Сторони, яка не розголошує таку інформацію.

35.15 Будь-яка Сторона, яка отримала таку Базову технологію відповідно до будь-якого з викладених вище Розділів, може використовувати таку технологію у зв'язку із Операціями з вуглеводнями, а не для будь-якої іншої цілі чи з іншої причини.

35.16 Будь-яка Базова технологія, надана одним Інвестором для цілей проведення Операцій з вуглеводнями, не надає жодних прав жодній з інших Сторін використовувати таку Базову технологію в будь-який інший спосіб, окрім як для здійснення Операцій з вуглеводнями, для чого вона була надана, і не надає жодних прав жодній іншій Стороні розкривати чи дозволяти використовувати таку Базову технологію будь-якій третій особі.

35.17 У разі, якщо будь-який Інвестор зобов'язаний відповідно до Законодавства України та цієї Угоди надавати інформацію про технології, що стосуються здійснення Операцій з вуглеводнями, Держава зобов'язана забезпечити, щоб така інформація залишалась конфіденційною, якщо інше прямо не встановлено Законодавством України.

35.18 Проектна технологія є спільною власністю Сторін, які сплатили частину її вартості (надалі – "**Сторона-співвласник Проектної технології**") пропорційно до такої частини, причому кожна Сторона-співвласник Проектної технології має неподільну частку у цілому.

(A) Проектна технологія може вільно використовуватись Стороною-співвласником Проектної технології та будь-якою її Афілійованою особою згідно з цим Розділом 35.19(A), за умови що така Афілійована особа прийняла на себе зобов'язання конфіденційності, які щонайменше рівнозначні зобов'язанням, передбаченим цим Розділом 35.

(1) Сторона-співвласник Проектної технології та її Афілійовані особи можуть використовувати Проектну технологію без обмеження та на безоплатній основі, як для Операцій з вуглеводнями, так і для інших операцій, та як для власної діяльності, так і для інших договорів, в яких Сторона-співвласник Проектної технології є стороною, але з такими обмеженнями:

(a) Коли Сторона-співвласник Проектної технології або її Афілійована особа бажає використати Проектну технологію в цілях іншого договору, сторонами якого не є Афілійовані особи, то така Сторона-співвласник Проектної технології спершу має отримати попередню письмову згоду від кожної з інших Сторін-співвласників Проектної технології.

(b) Якщо та коли така попередня письмова згода надана, розкриття Проектної технології особам, які не є Афілійованими особами, має обмежуватися обсягом, необхідним для таких осіб для того, аби вирішити, чи бажають вони отримати ліцензію на використання такої Проектної технології, та за умови, що кожна особа, яка не є Афілійованою особою, спочатку укладе письмову угоду про конфіденційність з Оператором. Будь-яка така ліцензія, яку особа, яка не є Афілійованою особою, вирішить отримати, має надаватися на таких умовах, які обґрунтовано погодить кожна Сторона-співвласник Проектної технології.

(2) Оператор відповідає за отримання на ім'я всіх Сторін-співвласників Проектної технології будь-яких охоронних документів для Проектної технології, які є необхідними, в тому числі подання заявок на патенти, реєстрацію промислових зразків, авторських прав, торгових марок і подібного. Витрати на отримання таких охоронних документів відносять на Спільний обліковий рахунок.

35.19 Вдосконалена технологія належить одноосібно Стороні, яка є власником основоположної Базової технології (надалі – **"Власник вдосконаленої технології"**), на основі якої створена Вдосконалена технологія.

(A) Якщо Вдосконалена технологія була створена за спільного фінансування Сторін, тоді кожна така Сторона має отримати глобальну, безвідкличну безстрокову, невиключну ліцензію, звільнену від ліцензійної плати, з правом надання субліцензій від Власника вдосконаленої технології на використання Вдосконаленої технології для власних, повністю належних йому операцій, згідно з положеннями Розділів 35.14, 35.15 та 35.16 за формою, яка буде узгоджена Сторонами.

(B) Якщо Вдосконалену технологію не було створено в результаті спільного фінансування, а натомість її було створено незалежно однією чи кількома Сторонами, то тоді така одна чи декілька Сторін, які створили цю Вдосконалену технологію (одноосібно чи спільно, в залежності від обставин), мають отримати глобальну, безвідкличну, безстрокову, невиключну та безоплатну ліцензію з правом надання субліцензій від Власника вдосконаленої технології на використання Вдосконаленої технології для власних, повністю належних їм операцій, згідно з положеннями Розділу 35 за формою, яка буде узгоджена Сторонами.

35.20 Всі Сторони несуть обов'язок розкривати будь-яку та всі Вдосконалені технології іншим Сторонам не пізніше ніж через 30 (тридцять) днів після створення такої Вдосконаленої технології. З дотриманням положень Розділу 35.17 цей обов'язок розкриття не застосовується до Сторони, яка здійснює вдосконалення чи модифікацію власної Базової технології за власний рахунок.

35.21 В повному обсязі, наскільки допускається Законодавством України або договорами, кожен Інвестор погоджується докласти всіх розумних зусиль для того, щоб надати на взаємно прийнятних умовах і на підставі відповідного договору ліцензування технології свої найбільш відповідні технічні надбання та технології для їх використання в ході здійснення Операцій з вуглеводнями, як буде визначено кожним Інвестором на свій власний розсуд. Будь-яка така технологія залишається власністю відповідного Інвестора з урахуванням ліцензійних та інших відповідних договорів, що укладаються між Сторонами у зв'язку із здійсненням Операцій з вуглеводнями. Сторони мають право використовувати таку технологію виключно в цілях здійснення Операцій з вуглеводнями, а не для будь-якої іншої цілі, і виключно на Договірній ділянці з урахуванням будь-яких інших умов, що можуть бути передбачені такими ліцензійними або іншими договорами. Обсяг і межі розголошення будь-якої технології таким Інвестором для такої цілі визначаються на власний розсуд відповідного Інвестора з дотриманням положень Розділу 35.17.

35.22 З урахуванням положень Розділу 35.21 будь-яка технологія, що була спеціально розроблена будь-якою зі Сторін в ході здійснення своєї діяльності відповідно до цієї Угоди і яка ґрунтується або була отримана на підставі Базової технології Інвестора, є виключною власністю такого Інвестора, який має право на використання таких розробок в будь-який спосіб, який обере Інвестор, в тому числі право на видачу

субліцензії на таку технологію будь-якій третій особі в будь-якому місці світу, без надання звітності або сплати іншим Сторонам, їхнім Афілійованим особам або будь-якій іншій третій особі.

35.23 З урахуванням положень Розділу 35.21 будь-яка технологія, що була спеціально розроблена Стороною в ході здійснення своєї діяльності відповідно до цієї Угоди і яка не ґрунтується на Базовій технології, що належить Інвестору, є власністю Сторони, що здійснює таку розробку за власний рахунок, або спільною власністю, якщо декілька Сторін брали участь у здійсненні такої розробки. У випадку спільної власності, така технологія може використовуватися будь-яким зі співвласників або їхніми Афілійованими особами в ході здійснення своїх власних операцій без згоди іншої Сторони і без необхідності здійснення будь-яких платежів іншій Стороні. У випадку здійснення розробки будь-якою однією Стороною за власний рахунок, технологія належатиме виключно суб'єкту, яким було фактично здійснено таку розробку, який може використовувати таку технологію в будь-який спосіб, який він обере, без необхідності звітування перед іншими Сторонами. Тим не менше, така розроблена технологія може використовуватися в цілях здійснення Операцій з вуглеводнями на власний розсуд власника такої технології з дотриманням положень Розділу 35.17.

36. ПОЛОЖЕННЯ ЩОДО ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО ПРИРОДНОГО СЕРЕДОВИЩА

36.1 Під час здійснення Операцій з вуглеводнями Оператор повинен вживати необхідні заходи для забезпечення того, щоб він та його Підрядники дотримувалися Законодавства України та практик та процедур щодо захисту Навколишнього природного середовища та запобігання забрудненню, які відповідають Належній міжнародній практиці діяльності в нафтогазовій промисловості в аналогічних фізичних та екологічних середовищах. Зокрема, Оператор зобов'язаний:

(A) забезпечувати збереження земель та запобігати надмірному руйнуванню ґрунтів;

(B) забезпечувати збереження води шляхом обмеження використання водних ресурсів для Операцій з вуглеводнями;

(C) забезпечувати захист поверхневих та підземних вод від забруднення хімічними речовинами, які використовуються для гідравлічного розриву, а також максимально забезпечити використання для Операцій з вуглеводнями води, непризначеної для пиття, та води, що повертається з продуктивного пласту;

(D) застосовувати ефективні технології зменшення рівня мінералізації води, яка повертається з продуктивного пласту і повторно закачується у підземні горизонти;

(E) здійснювати початковий та періодичний аналіз впливу Операцій з вуглеводнями на підземні та поверхневі води в межах ділянок, де проводяться Операції з вуглеводнями;

(F) докласти всіх розумних зусиль для реалізації наступних прагнень під час здійснення Операцій з вуглеводнями із застосуванням стандартів і практик Оператора, які зазначені у Додатку J:

(1) виключити витоки, розливи і надзвичайні ситуації екологічного характеру;

(2) оцінювати та зменшувати Екологічні ризики;

(3) мінімізовувати надзвичайні ситуації під час Операцій з вуглеводнями;

(4) досягти максимального використання ресурсів та активів;

(5) сприяти належним умовам охорони здоров'я і безпеки праці з метою мінімізації серйозних ризиків для здоров'я; та

(6) досягти створення травмобезпечних умов на робочих місцях.

36.2 Перед поверненням будь-якої частини Договірної ділянки або при реалізації Шевроном свого права на відмову, і коли інші Інвестори приєднуються до такої відмови, Оператор повинен вжити розумні заходи для виділення ділянки, яка повинна бути повернена, для усунення наслідків здійснення Операцій з вуглеводнями, які проводяться Оператором згідно з цією Угодою, відповідно до Додатку J, Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості в аналогічних фізичних та екологічних середовищах. Такі заходи повинні передбачати, за необхідності, консервацію, призупинення, ліквідацію чи закриття на місці об'єктів, матеріалів та обладнання разом з обґрунтованими заходами, необхідними для захисту та відновлення попереднього стану Навколишнього природного середовища, зокрема фауни, флори та екосистем, в кожному випадку із застосуванням належних методів, що враховують відповідні ризики.

36.3 Перед поверненням будь-якої частини або всієї Договірної ділянки та після проведення заходів, передбачених Розділом 36.2, Оператор повинен здійснити оцінку впливу Операцій з вуглеводнями на Стан навколишнього природного середовища з урахуванням результатів Екологічної оцінки, проведеної відповідно до Розділу 36.5 (надалі – "**Екологічний аудит**").

36.4 Оператор повинен вчиняти необхідні дії та вживати заходів із запобігання забрудненню, ліквідації наслідків шкідливого впливу на довкілля та здоров'я людей, а також для захисту Навколишнього природного середовища (фауни та флори), водних ресурсів та будь-яких інших природних ресурсів при здійсненні Операцій з вуглеводнями відповідно до Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості в аналогічних фізичних та екологічних середовищах для врегулювання питань щодо забруднення, яке може виникати безпосередньо в результаті Операцій з вуглеводнями.

36.5 Перед виконанням будь-яких Зобов'язань з геологічного вивчення на Договірній ділянці Оператор повинен здійснити оцінку рівня забруднення довкілля в межах частини Договірної ділянки, на якій невдовзі повинні здійснюватися будь-які Операції з вуглеводнями (надалі – "**Екологічна оцінка**"). Обсяг, терміни і порядок проведення Екологічної оцінки визначається Оператором та затверджуються Міністерством екології та природних ресурсів України (або його правонаступником). Оператор повинен не рідше одного разу на два роки виконувати оцінки подальшого впливу на навколишнє природне середовище для відстеження будь-яких істотних впливів на Стан Навколишнього природного середовища, які виявляються на такому об'єкті відповідно до цієї Угоди.

36.6 Міністерство екології та природних ресурсів України разом з представниками комітету з екології Івано-Франківської та Львівської обласних рад, Оператора та Надра Олеської, мають розробити тендер згідно з Законодавством України, який має ґрунтуватись на принципах відкритості та конкуренції, для кваліфікованих наукових закладів з України для проведення екологічних досліджень, збору регіональних зразків води та ґрунту, а також моніторингу в межах відповідної території, де пропонується проведення Операцій з вуглеводнями протягом Етапу геологічного вивчення. Обсяг, порядок

проведення тендеру та умови фінансування визначаються згідно з положеннями, зазначеними у Додатку Р. Будь-які витрати та видатки згідно з цим Розділом 36.6 вважаються Компенсаційними витратами та підлягають відшкодуванню згідно з положеннями Розділу 25.

36.7 Оператор повинен докладати обґрунтовані зусилля для недопущення будь-якого негативного впливу на ділянки, які належать до природно-заповідного фонду України, що може виникати безпосередньо в результаті Операцій з вуглеводнями, відповідно до Законодавства України та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості в аналогічних фізичних та екологічних середовищах.

36.8 У разі якщо Держава має намір визначити або створити або дозволити створення будь-яких об'єктів природно-заповідного фонду, зокрема, національних парків, заповідників, які розташовуватимуться, повністю або частково, в межах Договірної ділянки, тоді (i) Держава повідомить Оператора про таке визначення або створення не менш ніж за 360 (триста шістдесят) днів до такого визначення або створення, (ii) Держава і Оператор після такого повідомлення розпочнуть консультації, протягом яких Держава і Оператор обговорять збитки, що можуть бути завдані, якщо створення такого об'єкту природно-заповідного фонду в межах Договірної ділянки призведе до обмеження Операцій з вуглеводнями, в тому числі, але без обмеження, упущену вигоду (неодержаний прибуток), пов'язані з таким обмеженням, і намагатимуться узгодити збитки, (iii) Держава має прийняти рішення чи буде вона продовжувати процес такого визначення або створення, (iv) якщо Держава прийняла рішення продовжувати таке визначення або створення, вона має компенсувати Інвесторам збитки, узгоджені відповідно до (ii), і (v) якщо Держава і Оператор не узгодили суму компенсації, тоді такий Спір має бути вирішений згідно з Розділом 40.8.

36.9 Інвестори та Оператор не несуть відповідальності за будь-який Стан Навколишнього природного середовища або впливи в межах Договірної ділянки або будь-якої земельної ділянки, що межує з нею, які існують станом на Дату початку, а також за будь-які дії непов'язані з Операціями з вуглеводнями, вчинені третіми особами (крім Підрядників).

37. ПЕРЕДАЧА ПРАВ ТА ОБОВ'ЯЗКІВ, ЗМІНА КОНТРОЛЮ

37.1 Кожен Інвестор має право передати (продати, відступити або будь-яким іншим чином здійснити відчуження) всі або частину своїх прав та обов'язків за цією Угодою будь-якій Афілійованій особі або третій особі (яка не є іншим Інвестором) за попередньої згоди Держави та кожного іншого Інвестора, надання згоди яких не може необґрунтовано обумовлюватися, затримуватися чи відхилятися. В жодному випадку жоден Інвестор не повинен передавати (продавати, відступати або будь-яким іншим чином здійснювати відчуження) будь-які зі своїх прав та обов'язків за цією Угодою, обсяг яких становить менше 10% (десяти відсотків), або коли це призведе до залишення в нього частки участі в розмірі менше 10% (десяти відсотків). Будь-який Інвестор, який пропонує передати (продати, відступити або будь-яким іншим чином здійснити відчуження) усі або частину своїх прав та обов'язків за цією Угодою будь-якій такій третій особі, повинен подати запит про надання такої згоди в письмовій формі, причому такий запит повинен супроводжуватися обґрунтованим доказом наявності фінансових ресурсів та експертів у нафтогазовій сфері у запропонованої третьої особи-правонаступника. Якщо Оператор передає повністю свої права та обов'язки, третя особа-правонаступник повинна мати технічні, фінансові ресурси та досвід в організації діяльності, необхідних для виконання робіт, передбачених цією Угодою. Якщо Інвестор, який не здійснює передачу, не надав відповіді протягом 30 (тридцяти) днів з дня отримання запиту про надання такої згоди, така згода вважається наданою.

До того, як Інвестор, зможе передати всі або частину своїх прав та обов'язків за цією Угодою третій особі, такий Інвестор повинен спочатку запропонувати такі права та обов'язки іншому Інвестору, який не здійснює передачу, на тих же умовах, які пропонуються третьою особою. Інвестор, який не здійснює передачу, має 30 (тридцять) днів для прийняття такої пропозиції. Якщо Інвестор, який не здійснює передачу, не приймає таку пропозицію протягом вказаного періоду тривалістю 30 (тридцять) днів, Інвестор, який здійснює передачу, може прийняти пропозицію третьої особи. Якщо Інвестор, який здійснює передачу, не укладає угоду з третьою особою на вказаних умовах та не здійснює продаж протягом 90 (дев'яносто) днів після прийняття пропозиції третьої особи, право Інвестора, який здійснює передачу, на передачу своїх прав та обов'язків за цією Угодою, такій третій особі припиняється і знову повинно застосовуватися переважне право Інвестора, який не здійснює передачу, відповідно до цього Розділу 37.1

Кожен Інвестор розумним чином співпрацюватиме з іншими Інвесторами під час проведення юридичного аудиту будь-якого потенційного покупця, набувача або цесіонарія.

37.2 Надра Олеська має право передати (продавати, відступати чи будь-яким іншим чином відчужувати) всі або частину своїх прав та обов'язків за цією Угодою наступним чином:

(A) будь-якому суб'єкту господарювання, що контролюється Державою (який не є Афілійованою особою або іншим Інвестором) за попередньої згоди Держави та кожного іншого Інвестора, надання згоди якого не може необґрунтовано обумовлюватися, затримуватися чи відхилятися, якщо запропонований правонаступник володіє фінансовими ресурсами та має в наявності експертів у нафтогазовій сфері для виконання зобов'язань, які він візьме на себе за цією Угодою, а особа, яка під час передачі є Державним службовцем, або Член родини такого Державного службовця не є прямим або опосередкованим власником або вигодонабувачем потенційного покупця, набувача або цесіонарія. "Член родини" включає в себе чоловіка або дружину, дітей, осіб, які перебувають під опікою та піклуванням, а також інших осіб, які спільно проживають, пов'язані спільним побутом та мають взаємні права та обов'язки з таки Державним службовцем. Якщо Надра Олеська пропонує передати усі або частину своїх прав та обов'язків за цією Угодою будь-якій такій третій особі, Надра Олеська має подати запит про надання такої згоди в письмовій формі, при цьому такий запит має супроводжуватися обґрунтованим доказом наявності фінансових ресурсів та експертів у нафтогазовій сфері у запропонованої третьої особи-правонаступника;

(B) будь-якому суб'єкту господарювання, до якого не застосовуються положення Розділу 37.2(A), за попередньої згоди Держави та кожного іншого Інвестора. Якщо Надра Олеська пропонує передати усі або частину своїх прав та обов'язків за цією Угодою будь-якій такій третій особі, Надра Олеська має подати запит про надання такої згоди в письмовій формі, при цьому такий запит повинен супроводжуватися обґрунтованим доказом наявності експертів у нафтогазовій сфері та фінансових ресурсів у запропонованої третьої особи-правонаступника. Інші Інвестори можуть відмовитися від надання згоди, якщо особа, яка під час передачі є Державним службовцем, або Член родини такого Державного службовця є прямим або опосередкованим власником або вигодонабувачем потенційного покупця, набувача або цесіонарія;

(C) протягом Строку Надра Олеська, за умови дотримання інших вимог цього Розділу 37, матиме право двічі здійснити таку передачу Особі, яка діє добросовісно, у випадку Невиконання зобов'язань Надра Олеською. Такий

випадок Невиконання зобов'язань не може тривати більше ніж 90 (дев'яносто) днів з моменту подання повідомлення про Невиконання зобов'язань і Надра Олеська зобов'язана виправити випадок Невиконання зобов'язань до моменту передачі або одночасно з передачею. У разі Спору за Розділом 37.2(B) стосовно надання відповіді Шевроном на запит про надання згоди на передачу він має бути переданий на розгляд Експерта за зверненням Сторони згідно з Розділом 40.8. У такому випадку дев'яносто (90) денний строк, що зазначений в цьому Розділі 37.2(D), підлягає зупиненню з такого моменту і підлягає відновленню лише після врегулювання Спору Експертом.

37.3 Для того, щоб будь-яка угода про передачу, як передбачається в Розділах 37.1 або 37.2, була дійсною, Сторони та відповідна третя особа, за наявності, повинні укласти юридично обов'язкову та таку, що може бути виконана у примусовому порядку, угоду про передачу, яка повинна включати зобов'язання правонаступника виконувати обов'язки та прийняти відповідальність згідно з цією Угодою, що відповідають частці, яка передається.

37.4 Держава в жодному разі не може в будь-який момент передавати будь-які чи усі свої права та обов'язки за цією Угодою на користь будь-якої Особи.

37.5 Жоден власник або вигодонабувач Інвестора не може передавати будь-яку частину права власності або фактичної частки в праві власності (як внаслідок злиття, продажу акцій або інших корпоративних прав, так і будь-яким іншим чином) особі, яка під час передачі є Державним службовцем, або будь-якому Члену родини такого Державного службовця. Проте, цей Розділ не обмежує права відчуження акцій на публічній фондовій біржі або іншій фондовій біржі, до якої має доступ широка громадськість або під час процедури приватизації за Законодавством України.

37.6 "**Зміна контролю**" в цілях цього Розділу 37.6 означає будь-яку пряму чи опосередковану зміну Особи, яка Контролює Інвестора, (як в ході злиття, продажу акцій чи інших часток участі у статутному капіталі, так і будь-яким іншим чином) в рамках однієї трансакції або серії трансакцій, від однієї або декількох осіб, які відступають права, до одного або декількох правонаступників, коли ринкова вартість Частки участі (яка зазначається в Операційному договорі щодо цієї Угоди або, коли є лише один Інвестор, становить 100% (сто відсотків)) такого суб'єкта в цій Угоді становить більше 75% (сімдесяти п'яти відсотків) від загальної ринкової вартості активів такого суб'єкта та його Афілійованих осіб, щодо яких відбувається Зміна контролю. Для цілей цього визначення: "**Контроль**" означає пряме чи опосередковане володіння на праві власності або контроль над більшістю прав голосу відповідного суб'єкта на його зборах акціонерів або в еквівалентному органі; та "**ринкова вартість**" повинна визначатися на основі грошової суми, яку потенційний покупець заплатить потенційному продавцю в ході операції, що здійснюється на ринкових умовах.

Кожен Інвестор, стосовно якого виникає або який передбачає з обґрунтованим рівнем впевненості, що стосовно нього може виникнути будь-яка Зміна контролю, крім як на користь Афілійованої особи чи Інвестора, повинен повідомити про це Державу якнайшвидше, наскільки це можливо, після того, як йому стає відомо про Зміну контролю або передбачувану Зміну контролю.

38. ПОДІЯ ФОРС-МАЖОРУ

38.1 "**Подія форс-мажору**" означає будь-які надзвичайні чи невідворотні випадки чи обставини, що знаходяться поза розумним контролем Сторони, на яку вони впливають, та які не були спричинені необережністю Сторони, на яку вони впливають, що

перешкоджають виконанню будь-якого із зобов'язань Сторони, на яку вони впливають, за цією Угодою.

(A) До випадків або обставин, що можуть спричинити виникнення Події форс-мажору, відносяться наступні, але не обмежуються ними:

(1) Землетруси, циклони, урагани, пожежі, шторми, припливи, повені, айсберги, умови ожеледиці, епідемії, блискавки або інші фізичні стихійні природні лиха.

(2) Військові дії (як оголошені, так і неоголошені), терористичні акти, повстання, громадянська війна, блокада, бунт, акти вандалізму або будь-які інші незаконні дії, спрямовані проти публічного порядку чи державного устрою.

(3) Страйки.

(4) Аварія, що виникає в результаті діяльності третіх осіб та безпосередньо не пов'язана з діяльністю Сторін за цією Угодою, яка спричиняє істотну фізичну шкоду Договірній ділянці або Операціям з вуглеводнями, істотно порушує експлуатацію Договірної ділянки чи здійснення Операцій з вуглеводнями або істотно порушує доступ до Договірної ділянки або здійснення Операцій з вуглеводнями.

(5) Бездіяльність, зволікання у вчиненні дій або дії будь-якого уряду, будь-якого регуляторного органу, установи або іншого місцевого органу влади, які обмежують, затримують, перешкоджають чи роблять незаконним виконання зобов'язань Сторони за цією Угодою.

(B) Сторони підтверджують, що до Подій форс-мажору не відноситься жоден з наступних випадків або обставин:

(1) Неплатоспроможність, нестача фінансових коштів, зміна економічної ситуації відносно Сторони, на яку вони впливають, або Операцій з вуглеводнями.

(2) Неможливість оплачувати будь-які кошти з настанням строку їх сплати за цією Угодою.

(3) Неможливість отримати поставки або нестача у електроенергії, води, палива або іншого комунального постачання чи інших необхідних товарів та послуг внаслідок дій або бездіяльності будь-якої Особи, яка не є Стороною.

38.2 За умови дотримання положень Розділу 38.3, жодна Сторона не несе відповідальності за будь-яку затримку у виконанні або невиконання своїх зобов'язань відповідно до цієї Угоди, якщо та в тій мірі, в якій така затримка або невиконання були спричинені Подією форс-мажору, окрім зобов'язання щодо сплати будь-якої належної суми. Сторона звільняється від виконання своїх зобов'язань (окрім зобов'язань щодо сплати будь-якої належної суми), виконання яких було унеможливлено внаслідок настання будь-якої Події форс-мажору, на весь час, поки триває така Подія форс-мажору. Якщо будь-які Події форс-мажору виникають протягом Етапу геологічного вивчення, Етап геологічного вивчення подовжується на таку кількість днів, яка відповідає тривалості будь-якої та всіх Подій форс-мажору за погодженням з Державним уповноваженим органом, в наданні якого не повинно бути необґрунтовано відмовлено.

У разі якщо Держава заперечує існування заявленої Оператором Події форс-мажору, Спір має бути вирішений, за вибором Оператора, шляхом отримання засвідчення Торгово-промислової палати України, що підтверджує існування Події форс-мажору, або шляхом звернення до Експерта згідно з Розділом 40.8. У разі якщо Оператор заперечує існування заявленої Державою Події форс-мажору, Спір має бути вирішений шляхом звернення Сторони до Експерта згідно з Розділом 40.8.

38.3 Якщо Сторона вимагає звільнення від відповідальності за невиконання зобов'язань за цією Угодою у зв'язку із виникненням будь-якої Події форс-мажору, вона повинна:

(A) Якнайшвидше, наскільки це обґрунтовано можливо, надати повідомлення іншим Сторонам, в якому повинна міститися вся наступна інформація:

(1) Випадок або обставина, яка, на думку Сторони, є Подією форс-мажору та її ймовірний вплив на виконання зобов'язань за цією Угодою;

(2) Добросовісна оцінка тривалості Події форс-мажору.

(3) Дії, які вживаються (або вжиття яких пропонується) для виправлення випадку чи обставини або пом'якшення їх наслідків.

(B) Сторона, що посилається на Події Форс-мажору, повинна отримати документальне підтвердження настання такої події та направити копію такого підтвердження іншим Сторонам Угоди.

(C) Докласти обґрунтовані зусилля для подолання Події форс-мажору та пом'якшення її наслідків.

(D) Якщо Подія форс-мажору продовжує існувати, надавати з обґрунтованою періодичністю звіти щодо її стану та ймовірної тривалості.

(E) Надати іншим Сторонам Повідомлення про завершення Події форс-мажору та відновити виконання зобов'язань якнайшвидше, наскільки це обґрунтовано можливо після її завершення.

38.4 Сторони домовились, що Подія форс-мажору отримує тлумачення, яке найкращим чином відповідає Законодавству України та Належній міжнародній практиці діяльності у нафтогазовій промисловості.

39. ВІДМОВА ВІД ІМУНІТЕТУ ДЕРЖАВИ

39.1 Держава відмовляється від імунітету виключно для цілей цієї Угоди. Така відмова поширюється на всі судові рішення, рішення міжнародних комерційних арбітражів, рішення у провадженнях щодо попереднього забезпечення позову, а також виконання рішень судових та арбітражних органів.

40. АРБІТРАЖ ТА ЕКСПЕРТНИЙ ВИСНОВОК

40.1 Сторони повинні вирішувати будь-який Спір між собою шляхом безпосередніх переговорів, арбітражу та експертних висновків, як зазначається в цьому Розділі 40.

40.2 У разі виникнення Спору Сторона ініціює процедуру вирішення спору шляхом надання іншій Стороні повідомлення, в якому в письмовій формі викладаються детальні відомості щодо Спору, в тому числі стосовно питань, зазначених у Розділах 15 та 18 з метою сприяння його вирішення для безперервного виконання цієї Угоди, та суми

Претензії в разі наявності. Зустріч Сторін, на якій присутні особи, наділені повноваженнями приймати рішення, повинна відбутися протягом 30 (тридцяти) днів з дати отримання повідомлення іншою Стороною з метою вирішення Спору шляхом проведення безпосередніх переговорів.

40.3 Якщо Спір не було вирішено за допомогою прямих переговорів протягом 60 (шістдесяти) днів з дати надання повідомлення з вимогою про проведення посередництва таких переговорів, в такому випадку Спір повинен бути остаточно врегульований за допомогою процедури зобов'язуючого арбітражного розгляду, і будь-яка Сторона може ініціювати такий арбітражний розгляд шляхом надання відповідного повідомлення іншій Стороні. Арбітраж повинен здійснюватися відповідно до Арбітражного регламенту Арбітражного Інституту Торгово-промислової палати м. Стокгольм, за винятком випадку виникнення розбіжності між таки Арбітражним регламентом та положеннями цієї Угоди, у разі чого положення цієї Угоди матимуть переважну юридичну силу. Органом призначення арбітрів є Міжнародний центр вирішення спорів. Місцем проведення арбітражного розгляду є м. Стокгольм, Швеція.

40.4 Наступні положення повинні застосуватися до будь-якого арбітражного провадження, ініційованого відповідно до Розділу 40.3:

(A) Кількість арбітрів повинна становити 3 (три) окрім випадків, якщо Сторони домовляться про інше.

(B) Арбітр(-и) повинен вільно володіти англійською мовою, і мовою арбітражного розгляду повинна бути англійська мова.

(C) Арбітр(-и) повинен залишатися нейтральними, неупередженими та незалежними відносно Спору та Сторін. Арбітр(-и) не може мати таке саме громадянство як одна із Сторін Спору або належати до громадянства однієї із Сторін Спору.

(D) Сторона, яка надає, представляє або пропонує будь-який документ, який не був складений англійською мовою, повинна надати переклад такого документа на англійську мову, виконаний кваліфікованим і незалежним перекладачем-третьою особою виключно за рахунок такої Сторони, та, в разі необхідності перекладу показань свідків, Сторона, яка просить про залучення такого свідка, повинна оплатити вартість послуг перекладу.

(E) Арбітр(-и) уповноважується вживати будь-яких заходів в рамках забезпечення позову, які він вважає необхідними, в тому числі винесення ухвал чи рішень про забезпечення позову або попередніх чи частково остаточних рішень. Ухвала або рішення про забезпечення позову може бути приведене до виконання у той самий спосіб, що й остаточне рішення із застосуванням процедур, зазначених в Розділі 40.5.

(F) Всі арбітражні збори та витрати повинні оплачуватися Сторонами Спору відповідно до арбітражного рішення.

40.5 Арбітражне рішення.

(A) Арбітр(-и) повинен винести мотивоване арбітражне рішення в письмовій формі. Арбітражне рішення є остаточним та обов'язковим для виконання крім оскарження, яке може бути дозволене відповідно до Нью-Йоркської Конвенції 1958 року. Спір повинен бути вирішений якнайшвидше.

(B) Провадження, метою яких є виконання судового рішення, винесеного на підставі арбітражного рішення, можуть бути порушені в будь-якому суді, який має юрисдикцію відносно Особи або активів Сторони, проти якої було винесено рішення. Сторона, на користь якої було винесено рішення, може звернутися до будь-якого суду, який має відповідну юрисдикцію, з вимогою щодо визнання в судовому порядку арбітражного рішення або винесення виконавчого наказу (ухвали) чи будь-якого іншого наказу чи припису, який є необхідним для забезпечення повної юридичної сили арбітражного рішення.

40.6 Судові провадження.

(A) За винятком проваджень згідно з Розділом 40.6(B) цієї Угоди, Сторони безвідклично відмовляються від своїх прав на будь-яку форму оскарження, перегляду або звернення до будь-якого суду чи іншої судової установи, в частині, в якій така відмова може бути законно надана.

(B) Сторони можуть звертатися до будь-якого суду стосовно: проміжних заходів, які є необхідними до моменту призначення арбітра (арбітрів) або в очікуванні висновку арбітра (арбітрів); захисту Майна в очікуванні висновку арбітра (арбітрів); приведення до виконання судового рішення, винесеного на підставі будь-якого арбітражного рішення; забезпечення виконання у примусовому порядку Розділу 40.7 цієї Угоди та запобігання розкриттю чи використанню такою Стороною будь-якої інформації, документів чи матеріалів, які використовуються в таких провадженнях, в будь-яких цілях, окрім випадків забезпечення виконання у примусовому порядку Розділу 40.7; та інших судових проваджень або звернень, від яких Сторони не можуть відмовитися на законних підставах.

(C) Сторони погоджуються, що цей Розділ 40.6 не повинен становити відмову від права на арбітраж.

40.7 Конфіденційність.

(A) Сторони погоджуються, що будь-який Спір та будь-які переговори та арбітражне провадження між Сторонами відносно будь-якого Спору є конфіденційними та не повинні розголошуватися жодній третій особі.

(B) Сторони також погоджуються, що будь-яка інформація, документи чи матеріали, які були створені або виготовлені в цілях або які використовуються в ході переговорів чи арбітражного розгляду будь-якого Спору, є конфіденційними і не будуть розголошуватися жодній третій особі.

(C) Без обмеження вищезазначеного, Сторони погоджуються, що розкриття інформації, вказаної вище в Розділах 40.7(A) та 40.7(B), може здійснюватися за наступних обставин:

(1) За умови надання попереднього письмового повідомлення іншій Стороні, з метою виконання в примусовому порядку будь-якого з положень цієї Угоди, в тому числі, без обмеження, арбітражної угоди Сторін, будь-якої арбітражної ухвали або рішення та будь-якого судового рішення.

(2) За умови надання попереднього письмового повідомлення іншій Стороні, аудиторам, юридичним консультантам, страховикам та Афілійованим особам такої Сторони, на яких повинні поширюватися

зобов'язання щодо збереження конфіденційності, передбачені цією Угодою.

(3) За умови надання попереднього письмового повідомлення іншій Стороні, коли така Сторона має будь-яке юридичне або регуляторне зобов'язання здійснити таке розкриття, але виключно в межах такого юридичного зобов'язання.

(4) За наявності попередньої письмової згоди іншої Сторони.

40.8 Будь-який спір між Сторонами стосовно Розділів 12.13, 14, 26, 27.4, 34.5, 36.8, 37.2(D), 38.2, 43.2 та 44.4 та будь-яке питання, яке Оператор передає на вирішення експертів відповідно до Розділу 9.9, повинні подаватися на вирішення експерту, який не може мати таке саме громадянство як одна із Сторін Спору або належати до громадянства однієї із Сторін Спору (надалі – "**Експерт**").

(A) Сторони повинні намагатись одностайно обрати незалежного Експерта для швидкого вирішення Спору. Експерт не є арбітром Спору та не повинен вважатися таким, що діє в якості арбітра. Сторона, яка бажає отримати експертний висновок, повинна надати іншій Стороні (Сторонам) Спору письмове повідомлення про вимогу щодо такого вирішення спору.

(B) Якщо Сторони Спору не можуть дійти згоди щодо особи Експерта протягом 10 (десяти) Робочих днів після отримання повідомлення про вимогу експертного вирішення, тоді, на вимогу будь-якої зі Сторін Спору, Міжнародний центр експертизи Міжнародної торгової палати (МТП) в Парижі, Франція, повинен призначити такого Експерта та повинен забезпечити надання такого експертного висновку згідно з Регламентом МТП щодо проведення експертизи, чинними на той момент. Експерт повинен мати досвід роботи та експертні навички, що відповідають предмету Спору.

(C) Місцем експертного вирішення є м. Париж, Франція.

(D) Після свого призначення Експерт не може мати жодних контактів з будь-якою зі Сторін Спору стосовно експертного висновку або відповідного Спору, які б могли створювати переваги для такої Сторони. Всі Сторони погоджуються повною мірою співпрацювати для якнайшвидшого надання такого експертного висновку та надавати Експерту доступ до усіх об'єктів, книг, записів, документів, інформації та персоналу, який є необхідним для швидкого прийняття обґрунтованого рішення.

(E) Перед наданням свого остаточного рішення Експерт повинен надати проект звіту та дозволити Сторонам Спору надати свої коментарі щодо такого звіту.

(F) Експерт повинен намагатися вирішити Спір протягом 30 (тридцяти) днів (але не більше, як протягом 60 (шістдесяти) днів) після свого призначення, враховуючи обставини, що вимагають швидкого вирішення питання, що є предметом Спору. Рішення Експерта є остаточним та обов'язковим для Сторін Спору.

40.9 Жодні переговори, процедура арбітражу чи експертного висновку згідно з цим Розділом 40 не звільняє Сторони від необхідності виконання їхніх відповідних законодавчих та/або договірних зобов'язань.

41. ПРАВО, ЩО ЗАСТОСОВУЄТЬСЯ, СТАБІЛЬНІСТЬ, ВНЕСЕННЯ ЗМІН ТА ПОДІЛЬНІСТЬ

41.1 Ця Угода, в тому числі будь-який Спір, що виникає з неї, на її підставі або у зв'язку із нею, та арбітражна угода, викладена в Розділі 40, регулюються Законодавством України. У випадку виникнення будь-яких обов'язків Держави, що виникають з Міжнародних угод, що застосовуються та які, відповідно до статті 9 Конституції України, є невід'ємною частиною національного законодавства України, такі обов'язки повинні мати переважну силу над Законодавством України у випадку виникнення будь-яких розбіжностей.

41.2 Зобов'язання Інвестора або Оператора стосовно цієї Угоди не повинні змінюватися Державою, а також не повинна порушуватися загальна рівновага між Сторонами цієї Угоди.

41.3 Держава гарантує, що законодавство, чинне на Дату набуття чинності, буде застосовуватися до прав та обов'язків Інвестора та Оператора протягом Строку цієї Угоди, за винятком законодавства, яке спрощує регулювання господарської діяльності, пов'язаної з Операціями з вуглеводнями, послаблює процедури Державного нагляду (контролю) в межах Договірної ділянки (зокрема процедури митного, валютного та інших видів державного контролю) або пом'якшує відповідальність Інвестора та Оператора, та яке повинно застосовуватися з дати набуття чинності таким законодавством. Гарантії щодо стабільності норм законодавства не поширюються на зміни законодавства, що стосуються питань оборони, національної безпеки, забезпечення громадського порядку та захисту Навколишнього природного середовища. Положення щодо стабілізації Податків України містяться в Розділі 31.1(D).

41.4 На Інвестора та Оператора не поширюється дія нормативно-правових актів органів виконавчої влади та органів місцевого самоврядування, якщо такі акти обмежують права Інвестора, передбачені в цій Угоді, за винятком приписів органів контролю та нагляду Держави, що видаються відповідно до Законодавства України з метою створення умов для безпечного ведення робіт, охорони надр, захисту Навколишнього природного середовища, збереження здоров'я населення. Зазначені приписи органів контролю та нагляду Держави, що призводять до обмеження, тимчасової заборони (зупинення) або припинення користування Договірною ділянкою, обов'язкові для виконання Інвестором з дати прийняття відповідного рішення Кабінетом Міністрів України. Як тільки Інвестори виправили порушення, що призвело до обмеження, тимчасової заборони (призупинення) або припинення використання Договірної ділянки, всі права Інвесторів на використання Договірної ділянки повинні бути відновлені в повному обсязі.

41.5 Якщо будь-який Інвестор вважає, що його економічне становище зазнало істотного негативного впливу у зв'язку із застосуванням Розділу 41.3, на письмову вимогу Інвестора, Сторони повинні провести зустріч для узгодження будь-яких необхідних заходів або внесення будь-яких відповідних змін до умов цієї Угоди для відновлення рівноваги між Сторонами та відновлення становища Інвестора до того рівня (враховуючи питання щодо податків), який існував до виникнення зміни, яка справила такий негативний вплив. Якщо Сторони не можуть домовитися в принципі щодо внесення змін в цю Угоду та/або щодо змін, які повинні бути внесені в цю Угоду, протягом 90 (дев'яноста) днів після отримання Державою вимоги Інвестора (або протягом такого іншого періоду, який може бути узгоджений Сторонами), Інвестор може передати спірне питання на арбітражний розгляд, як передбачається в Розділі 40.1, без необхідності першочергового розгляду такого питання в ході переговорів.

41.6 Сторони погоджуються співпрацювати усіма можливими способами з метою повного виконання цієї Угоди.

41.7 Будь-яка зміна до цієї Угоди повинна оформлюватися у вигляді договору про внесення змін, оформленого належним чином та укладеного в письмовій формі Сторонами, та до нього застосовуються такі ж умови дійсності набуття чинності, що й до цієї Угоди.

41.8 Ця Угода становить цілісну домовленість між Сторонами та замінює собою будь-які та усі попередні домовленості чи угоди стосовно предмета цієї Угоди.

41.9 Якщо тільки інше прямо не зазначається в будь-якому іншому положенні цієї Угоди, жоден випадок нереалізації або невчасної реалізації будь-якою Стороною будь-якого права, повноваження чи засобу судового захисту за цією Угодою не повинен вважатися відмовою від них; жодна окрема або часткова реалізація будь-якого такого права, повноваження чи засобу судового захисту не виключає можливість будь-якої іншої чи подальшої їх реалізації або реалізації будь-якого іншого права, повноваження чи засобу судового захисту.

41.10 Якщо будь-яке положення цієї Угоди визнається недійсним, неможливим для виконання або незаконним відповідно до Законодавства України з боку суду, арбітра, що має належну юрисдикцію, або в силу дії Законодавства України, така недійсність, неможливість виконання або незаконність не перешкоджає дії або не впливає на ті частини цієї Угоди, які є чинними, можливим для виконання і законними.

42. ПОВІДОМЛЕННЯ

42.1 Всі повідомлення, вимоги, інструкції, відмови, згоди чи інша кореспонденція, які повинні надаватися згідно з цією Угодою, повинні бути складені в письмовій формі (i) українською мовою, якщо надаються Державі та будь-яке повідомлення Державі може супроводжуватися англійським перекладом та (ii) англійською та українською мовами (як може бути), якщо надаються будь-якому іншому отримувачу та вважаються врученими з моменту отримання, та повинні надсилатися шляхом особистого вручення з оформленням підтвердження про вручення або факсом (з подальшим надсиланням визнаною міжнародною службою кур'єрської доставки, яка має офіс в Україні) за наступними адресами:

Для Держави	Кабінет Міністрів України
До уваги:	
Адреса:	01008, Україна, м. Київ, вул. Грушевського, буд. 12/2
Факс:	+380 442540565

Для Шеврона:	"Шеврон Юкрейн Б.В."
До уваги:	Пітер Кларк
Адреса:	Нарітавег 165 Телестоун 8 1043 BW Амстердам Нідерланди

Факс:	+380 444929991
Для Надра Олеської:	Товариство з обмеженою відповідальністю "Надра Олеська"
До уваги:	Шишлова Максима Михайловича
Адреса:	Повітрофлотський проспект
	будинок 54
	Солом'янський район 03151
	Київ, Україна
Факс:	+380 445201026

Вищезазначена адреса та/або призначений представник будь-якої зі Сторін можуть бути змінені після надання іншій Стороні попереднього повідомлення за 10 (десять) днів відповідно до Розділу 42.1.

43. ВІДМОВА ВІД ДОГОВОРУ ТА ПРИПИНЕННЯ ДІЇ

43.1 Якщо Шеврон приймає рішення відповідно до Розділу 11.3 відмовитися від цієї Угоди до закінчення Етапу геологічного вивчення, Шеврон надає повідомлення про своє рішення Державі та іншому Інвестору, і в такому випадку підлягатимуть застосуванню наступні положення:

(A) Якщо інший Інвестор висловлює бажання залишитись стороною цієї Угоди та продовжити виконувати Операції з вуглеводнями, Шеврон сплачує на Спільний обліковий рахунок будь-які грошові кошти, що не були витрачені в складі Сукупної вартості ПРБ геологічного вивчення в доларах США в розмірі 350 000 000 доларів, за вирахуванням суми будь-якого несплаченого бюджетного відшкодування ПДВ, в тому числі будь-яке Прострочене грошове зобов'язання, що становить Неоподатковувану операцію. Шеврон не матиме будь-яких подальших зобов'язань за цією Угодою після (i) сплати таких коштів на Спільний обліковий рахунок, (ii) передачі Активів Інвестору, що залишається, відповідно до належним чином укладеного акту приймання-передачі, (iii) відступлення прав та обов'язків за цією Угодою та (iv) відступлення прав та обов'язків за Контрактами щодо Операцій з вуглеводнями за умови, що таке відступлення дозволяється та може бути здійснено виключно шляхом надання Шевроном відповідному Підряднику повідомлення про відступлення. Сплата таких коштів Шевроном на Спільний обліковий рахунок є єдиною і винятковою компенсацією Шеврона на користь Держави за відмову Шеврона від цієї Угоди відповідно до Розділу 11.3. Будь-які такі кошти, що сплачені на Спільний обліковий рахунок, мають бути використані Інвестором, який продовжує діяльність, винятково для цілей здійснення Операцій з вуглеводнями.

(B) Якщо інший Інвестор надає Шеврону повідомлення про свій намір відмовитися від цієї Угоди протягом 30 (тридцять) днів з дати отримання повідомлення від Шеврона, ця Угода припиняється та Шеврон повинен сплатити Державі будь-які грошові кошти, що не були витрачені в складі Сукупної вартості ПРБ геологічного вивчення в Доларах США в розмірі 350 000 000 Доларів, за вирахуванням суми будь-якого несплаченого бюджетного відшкодування ПДВ, в тому числі будь-якого Простроченого грошового зобов'язання, що становить Неоподатковувану операцію. Після сплати таких грошових коштів Шевроном

на користь Держави та виконання вимог Розділу 43.4, Шеврон не матиме будь-яких подальших зобов'язань за цією Угодою. Сплата таких коштів Шевроном Державі є єдиною і винятковою компенсацією Державі за відмову Шеврона від цієї Угоди згідно з Розділом 11.3.

43.2 Якщо Законодавство України унеможливить здійснення операцій з пошуку та видобутку нетрадиційних вуглеводнів згідно з Належною міжнародною практикою діяльності у нафтогазовій промисловості, Шеврон має право відмовитися від цього Договору, та він не матиме обов'язку сплатити будь-які невитрачені грошові кошти, передбачені Сукупною вартістю ПРБ геологічного вивчення в доларах США в розмірі 350 000 000 Доларів США, або будь-якого іншого обов'язку за цією Угодою, окрім обов'язку виконувати свої зобов'язання, передбачені в Розділі 36.2. У випадку виникнення Спору між Сторонами стосовно цього Розділу 43.2, такий Спір має бути переданий на розгляд Експерта згідно з Розділом 40.8.

43.3 Після Етапу геологічного вивчення, якщо будь-який з Інвесторів, на власний розсуд, визначає, що більше немає комерційної доцільності продовжувати здійснення Операцій з вуглеводнями за затвердженою ПРБ, в тому числі з причини визнання кредиту з ПДВ та наявності Простроченого грошового зобов'язання, такий Інвестор має право відмовитися від цієї Угоди в будь-який час, за умови що його інші зобов'язання були виконані відповідно до цієї Угоди.

43.4 Якщо інший Інвестор (Інвестори) бажають залишатися сторонами цієї Угоди після відмови одного з Інвесторів, частка участі такого Інвестора, що відмовляється, повинна бути безоплатно передана іншому Інвестору (Інвесторам) в пропорціях, які їхні відповідні частки участі мають відносно загальної суми їхніх відповідних часток участі згідно з відповідним Операційним договором, або в таких інших пропорціях, які Інвестори можуть узгодити. Будь-які кошти на Рахунку для Виведення з експлуатації повинні бути надані новому Оператору. Після такої відмови, Інвестор, що відмовляється, не матиме будь-яких подальших зобов'язань за цією Угодою.

43.5 Якщо всі Інвестори мають намір відмовитись від цієї Угоди, Інвестори нададуть Державі попереднє повідомлення про припинення цієї Угоди. Після надання такого попереднього повідомлення про припинення дії цієї Угоди, Інвестори повинні здійснити усі необхідні заходи з Виведення з експлуатації, зокрема з ліквідації та консервації Об'єктів, з відновлення та рекультивації земельних ділянок та захисту Навколишнього природного середовища згідно з відповідною технічною документацією, як передбачено в Розділі 36.2, провести Екологічний аудит відповідно до Розділу 36.3 та направити звіт про виконання зазначених заходів з підтверджуючими документами. Після цього Сторони повинні підписати документи, необхідні для остаточного оформлення повернення Договірної ділянки, земельних ділянок, наданих Інвесторам для здійснення Операцій з вуглеводнями, та передачі Активів відповідно до Розділу 20. Після такого припинення, Інвестори не матимуть будь-яких подальших зобов'язань за цією Угодою. Будь-яке дострокове припинення Угоди оформляється шляхом підписання угоди про припинення.

43.6 Не дивлячись на припинення дії цієї Угоди із будь-якої причини, всі умови цієї Угоди, що містять заяви, запевнення, звільнення, обов'язки щодо надання захисту та щодо надання відшкодування, а також усі умови, що стосується оподаткування, аудиту, конфіденційності, страхування, відмови від певних засобів правового захисту, обмеження відповідальності, право власності щодо, використання або повернення Конфіденційної інформації, збереження та інспектування документації, вирішення спорів та права, що застосовується, а також всі підстави для пред'явлення претензій, які виникли до моменту припинення дії цієї Угоди, зберігають свою чинність

безстроково, до тих пір, поки, згідно із відповідними умовами, вони не втратять свою чинність, або не будуть обмежені внаслідок застосування строків позовної давності.

44. ДАТА НАБУТТЯ ЧИННОСТІ ТА ДАТА ПОЧАТКУ

44.1 Ця Угода набуває чинності у Дату набуття чинності.

44.2 Права та обов'язки Інвесторів настають у Дату початку за винятком права отримати і обов'язку сплатити за Спеціальний дозвіл згідно з Розділом 2.8 та будь-яких обов'язків, що встановлюються Законодавством України за Розділом 31. Такі право на отримання Спеціального дозволу і обов'язок сплатити за нього настають у Дату набуття чинності.

44.3 Датою, в яку виникають обов'язки Інвестора відповідно до Розділу 44.2, вважається дата, яка припадає на закінчення 3 (трьох) Місяців після дати надання повідомлення Шевроном Державі, яке зазначає, що: (i) Умови початку щодо Держави були виконані Державою або Шеврон відмовився від них; і (ii) Умова початку щодо Інвесторів була виконана Інвесторами, і таке повідомлення має бути надане не пізніше 15 (п'ятнадцяти) днів після настання обставин, які вказані в підрозділах (i) та (ii) ("**Дата початку**").

44.4 Наступні умови, що підлягають виконанню Державою або від яких Шеврон може відмовитись, є умовами початку щодо Держави (кожне таке положення та умова – "**Умова початку щодо Держави**"):

(A) видачі Спеціального дозволу відповідно до Законодавства України та цієї Угоди;

(B) формування і призначення Державного уповноваженого органу відповідно до Розділу 9.1;

(C) прийняття підзаконних нормативно-правових актів з питань оподаткування на виконання змін стосовно оподаткування за угодами про розподіл продукції, внесених Законом України від 2 жовтня 2012 року № 5412-VI "Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо врегулювання окремих питань оподаткування", які відповідають Законодавству України та цій Угоді, а також набуття чинності такими підзаконними нормативно-правовими актами;

(D) прийняття Національним банком України підзаконних нормативно-правових актів на виконання змін, внесених Законом України від 2 жовтня 2012 року № 5406-VI "Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо виконання угод про розподіл продукції", які відповідають Законодавству України, для виконання цієї Угоді, а також набуття чинності такими підзаконними нормативно-правовими актами; та

(E) прийняття змін та доповнень до Законодавства України для виконання цієї Угоди, які забезпечують чітке застосування понять "Оператор" та "Інвестор" для цілей оподаткування за угодами про розподіл продукції та які дозволяють адміністрування оператором та/або інвестором Податків України за угодами про розподіл продукції, включаючи розподіл податкового кредиту з вхідного ПДВ, що визнається оператором між інвесторами до Податкового кодексу України та пов'язаних підзаконних нормативно-правових актів, а також набуття чинності такими підзаконними нормативно-правовими актами.

Сторони погоджуються та підтверджують, що коли зміни та доповнення до Податкового кодексу України будуть прийняті та набудуть чинності, положення Розділу 31.1(F)(5) будуть повністю замінені на положення, вказані в

Додатку M, без будь-якої необхідності укладення Сторонами окремої угоди до цієї Угоди.

Відповідно до Розділів 31.1(D)(3) та 41.3, кожна зміна та доповнення до законодавства та кожного окремого підзаконного нормативно-правового акта, що передбачені в Розділі 44.4 (C) – (E) застосовуватимуться до цієї Угоди, Оператора та будь-якого Інвестора з моменту, коли кожна така зміна та доповнення до законодавства та окремих підзаконних нормативно-правових актів відповідно набуде чинності.

44.5 Наступні умови, які мають бути виконані Шевроном і Надра Олеською, є умовами початку щодо Інвесторів (кожна така умова надалі – "**Умова початку щодо Інвесторів**"):

(A) Надання Корпорацією Шеврон [Chevron Corporation] повідомлення Державному уповноваженому органу, що підтверджує чинність гарантії, копія якої надається у якості Додатку H, після виконання всіх Умов початку щодо Держави та Умови початку щодо Інвесторів, передбаченої в Розділі 44.5(B).

(B) Укладення Шевроном і Надра Олеською Операційного договору на умовах, прийнятних для Шеврона і Надра Олеської.

44.6 Держава зобов'язана вчинити всі необхідні дії для виконання Умов початку щодо Держави, як тільки це стає практично можливим після Дати набуття чинності, але не пізніше 12 (дванадцяти) Місяців від Дати набуття чинності. У будь-який час протягом вищезазначеного строку у 12 (дванадцять) Місяців, коли Держава буде вважати, що Умови початку щодо Держави були виконані, Держава надішле Шеврону відповідне повідомлення. Протягом 30 (тридцяти) днів з моменту отримання повідомлення (i) якщо Шеврон погоджується з тим, що Умови початку щодо Держави були виконані, Шеврон надасть Державі повідомлення із зазначенням того, що він погоджується, що Умови початку щодо Держави були виконані, або (ii) якщо Шеврон не погоджується з тим, що Умови початку щодо Держави були виконані, Шеврон повідомить про це Державу. Інвестори зобов'язані вчинити всі необхідні дії для виконання Умов початку щодо Інвесторів, як тільки це стає практично можливим після Дати набуття чинності, але не пізніше 12 (дванадцяти) Місяців від Дати набуття чинності, за умови, однак, що будь-які дії, вчинені Інвесторами не впливатимуть на право Шеврона припинити цю Угоду згідно з Розділом 44.7.

44.7 У разі якщо будь-яка із Умов початку щодо Держави не була задовільно, на думку Шеврона, виконана Державою або Шеврон не відмовився від них протягом 12 (дванадцяти) Місяців після Дати набуття чинності, Шеврон матиме право припинити цю Угоду. Якщо Шеврон припинить цю Угоду згідно з цим Розділом 44.7, жодна Сторона не нестиме відповідальності перед будь-якою іншою Стороною і жодна Сторона не матиме обов'язків перед будь-якою іншою Стороною.

44.8 Підписуючи цю Угоду, Держава підтверджує, що згідно з інформацією, якою володіє Держава на момент підписання цієї Угоди: процедура проведення Конкурсу, обрання переможця та підписання цієї Угоди були проведені у повній відповідності до Законодавства України.

45. МОВИ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ

45.1 Цю Угоду було укладено англійською та українською мовами, при цьому обидві мовні версії мають однакову юридичну силу.

45.2 У випадку виникнення будь-яких розбіжностей між англійською та українськими версіями цієї Угоди чи будь-якого спору стосовно тлумачення будь-якого положення в англійській та українській версіях цієї Угоди, українська версія цієї Угоди має переважну юридичну силу.

Цю Угоду було укладено в 3 (трьох) оригінальних примірниках (по одному оригіналу для кожної Сторони) в м. Києві, Україна, _____ 2013 року.

"ШЕВРОН ЮКРЕЙН Б.В."

Підпис:

Ім'я:

Посада:

Підпис:

Ім'я:

Посада:

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "НАДРА ОЛЕСЬКА"

Підпис:

Ім'я:

Посада:

Підпис:

Ім'я:

Посада:

ДЕРЖАВА УКРАЇНА

Підпис:

Ім'я:

Посада:

ДОДАТОК А
ГЕОГРАФІЧНІ КООРДИНАТИ ДІЛЯНКИ НАДР ОЛЕСЬКА

Географічні координати ділянки надр Олеська (Datum: WGS84)

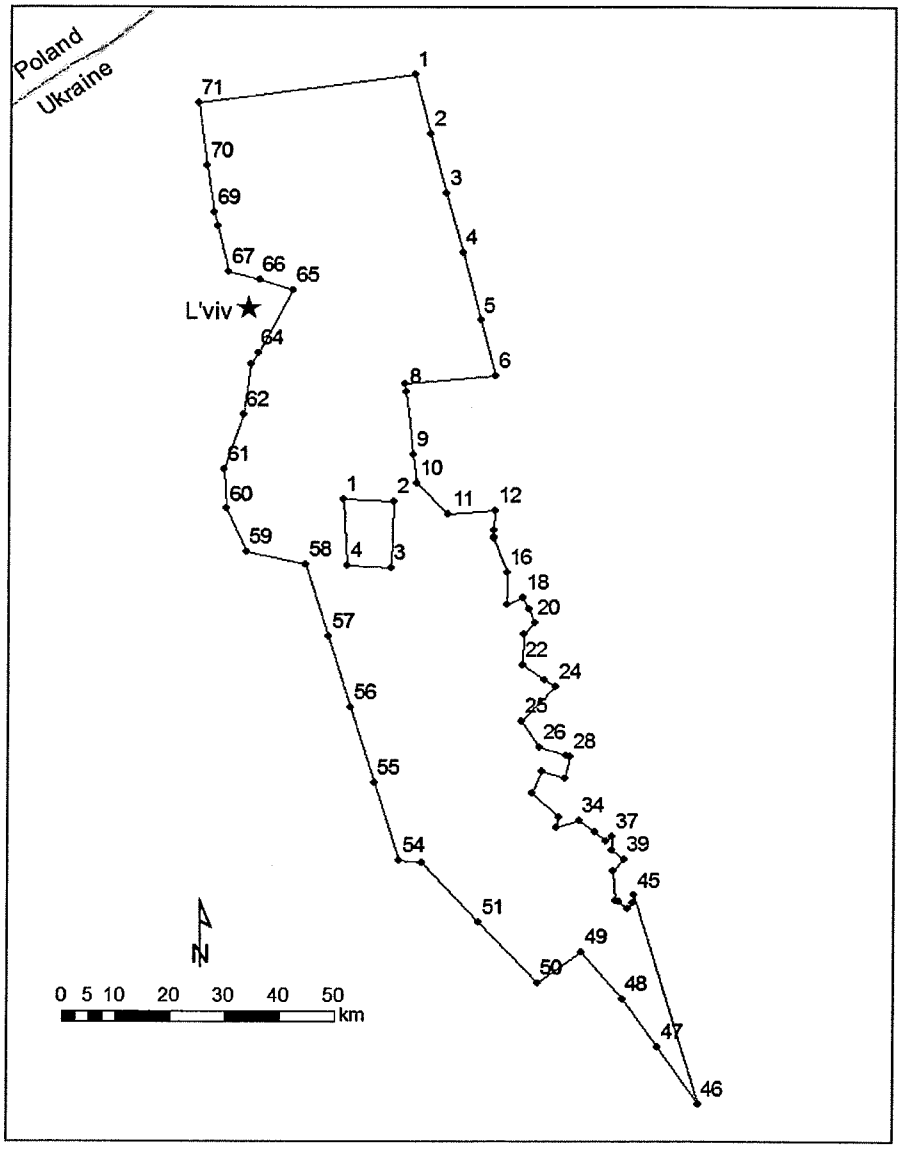
Номер кутової точки	**Північна широта**	***Східна довгота***
1	50°16'30"	24°22'39"
2	50°10'25"	24°26'16"
3	50°04'25"	24°29'50"
4	49°58'22"	24°33'24"
5	49°51'32"	24°37'25"
6	49°45'55"	24°40'41"
7	49°44'03"	24°27'05"
8	49°43'17"	24°27'20"
9	49°36'47"	24°29'36"
10	49°33'51"	24°30'42"
11	49°31'02"	24°36'06"
12	49°31'54"	24°43'07"
13	49°29'48"	24°43'12"
14	49°29'06"	24°43'25"
15	49°28'56"	24°43'28"
16	49°25'33"	24°45'57"
17	49°22'10"	24°46'30"
18	49°23'05"	24°48'55"
19	49°22'00"	24°49'51"
20	49°20'39"	24°51'01"
21	49°19'16"	24°49'40"
22	49°16'01"	24°49'56"
23	49°14'43"	24°53'35"
24	49°14'06"	24°55'19"

25	49°10'12"	24°50'51"
26	49°07'42"	24°54'02"
27	49°07'09"	24°58'03"
28	49°07'03"	24°58'44"
29	49°04'39"	24°58'14"
30	49°05'09"	24°54'49"
31	49°02'46"	24°53'45"
32	49°00'36"	24°58'03"
33	48°59'29"	24°57'52"
34	49°00'26"	25°01'07"
35	48°59'21"	25°03'44"
36	48°58'36"	25°05'32"
37	48°59'09"	25°06'25"
38	48°57'44"	25°06'40"
39	48°56'53"	25°08'31"
40	48°55'29"	25°07'03"
41	48°52'30"	25°08'03"
42	48°52'19"	25°08'29"
43	48°51'44"	25°09'56"
44	48°52'21"	25°10'33"
45	48°53'11"	25°10'34"
46	48°32'03"	25°23'36"
47	48°37'39"	25°16'40"
48	48°42'13"	25°10'35"
49	48°46'47"	25°03'44"
50	48°43'03"	24°57'42"
51	48°48'46"	24°47'59"
52	48°54'22"	24°38'22"

53	48°54'20"	24°34'55"
54	48°54'21"	24°34'55"
55	49°02'11"	24°29'51"
56	49°09'45"	24°24'57"
57	49°16'51"	24°20'20"
58	49°24'10"	24°15'32"
59	49°24'45"	24°06'32"
60	49°29'00"	24°02'42"
61	49°33'04"	24°01'36"
62	49°39'02"	24°03'20"
63	49°44'18"	24°03'35"
64	49°45'39"	24°04'22"
65	49°52'37"	24°08'26"
66	49°53'11"	24°03'08"
67	49°53'42"	23°58'14"
68	49°58'22"	23°55'35"
69	49°59'42"	23°54'50"
70	50°04'30"	23°52'51"
71	50°10'54"	23°50'12"

Виключена ділянка

Номер кутової точки	**Північна широта**	**Східна довгота**
1	49°31'22"	24°19'56"
2	49°31'44"	24°27'36"
3	49°24'44"	24°28'20"
4	49°24'28"	24°21'50"



КІНЕЦЬ ДОДАТКА А

ДОДАТОК В
ПРОЦЕДУРА ОБЛІКУ

1. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕРМІНІВ

Терміни та вирази, які вживаються в цій Процедурі обліку з великої літери, повинні мати наступні значення, якщо тільки інше не зазначено в Угоді або цій Процедурі обліку:

1.1 "**Стаття**" означає статтю Процедури обліку, а "**Розділ**" є посиланням на розділ Угоди.

1.2 "**Метод нарахування**" означає принцип обліку, згідно з яким витрати та надходження відносяться як належні до періоду, у якому виникли зобов'язання за витратами або права на надходження, незалежно від того, коли були виписані, сплачені або одержані рахунки відповідно до МСФЗ.

1.3 "**Адміністративні накладні витрати**" має значення, що надається цьому терміну у Статті 5.2(M).

1.4 "**Капітальні витрати**" означає всі Витрати на пілотну розробку та Витрати на промислову розробку.

1.5 "**Конвертація валюти**" має значення, що надається цьому терміну у Статті 3.4 Процедури обліку.

1.6 "**Перерахунок валюти**" має значення, що надається цьому терміну у Статті 3.1 Процедури обліку.

1.7 "**Витрати на промислову розробку**" має значення, що надається цьому терміну у Статті 9.4 Процедури обліку.

1.8 "**Витрати на геологічне вивчення**" має значення, що надається цьому терміну у Статті 9.4.

1.9 "**Міжнародні стандарти фінансової звітності**" або "**МСФЗ**" означає визнані на міжнародному рівні принципи, видані Радою з Міжнародних стандартів бухгалтерського обліку, які містять стандарти, норми та правила, яких дотримуються бухгалтери для цілей обліку, узагальнення та складення фінансової звітності.

1.10 "**Операційні витрати**" має значення, що надається цьому терміну у Статті 9.4 Процедури обліку.

1.11 "**Витрати на пілотну розробку**" має значення, що надається цьому терміну у Статті 9.4 Процедури обліку.

1.12 "**Програма(и) робіт і бюджет(и)**" означає або Програму робіт і бюджет геологічного вивчення, Програму робіт і бюджет пілотної розробки або Програму робіт і бюджет промислової розробки.

2. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

2.1 Ця Процедура обліку встановлює основні принципи, правила та процедури бухгалтерського обліку, які застосовуються у межах цієї Угоди, та під час

виконання зобов'язань за Угодою необхідно виконувати і дотримуватися цієї Процедури обліку.

2.2 Спільний обліковий рахунок, що ведеться Оператором з метою обліку всіх нарахувань, доходів, витрат та надходжень під час здійснення Операцій з вуглеводнями, які виконуються відповідно до Угоди, має відповідати вимогам Угоди, цієї Процедури обліку та МСФЗ в частині, в якій його положення не суперечать положенням цієї Процедури обліку та Угоді, та у спосіб, що є загальноприйнятим у Належній міжнародній практиці діяльності в нафтогазовій промисловості.

2.3 Спільний обліковий рахунок ведеться з використанням Методу нарахування, якщо інше не передбачено в цій Процедурі обліку або Угоді.

2.4 Спільний обліковий рахунок ведеться англійською мовою і його функціональною валютою є долари США. Процедури Конвертації валюти та Перерахунку валюти мають здійснюватися відповідно до Статті 3. Відповідно до Законодавства та Угоди Спільний рахунок використовується для підготовки звітності та обліку сум Компенсаційних витрат, Витрат, що не підлягають компенсації, Податкових витрат, обчислення Належної частки кожної Сторони в Видобутих вуглеводнях у якості Компенсаційних вуглеводнів та Прибуткових вуглеводнів, а також їх розподілу між Державою та Інвесторами і будь-які продажі Оператором Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях відповідно до Розділу 27. Спільний рахунок також є базою для обчислення Сплачуваних податків, які підлягають сплаті Оператором.

2.5 Спільний обліковий рахунок разом з бухгалтерськими реєстрами та Первинними документами, в тому числі рахунками-фактурами на оплату товарів та послуг, що були надані, а також договорами про надання послуг (контрактами) та іншими Первинними документами відповідно до Угоди, повинні зберігатися в Україні з метою їх надання на запит компетентних органів України, за тим винятком, що на Етапі геологічного вивчення Оператор матиме право зберігати документи щодо Спільного облікового рахунку в своїх офісах За кордоном. Доступ до записів та документів, що ведуться в Україні, надається без будь-яких обмежень в рамках здійснення контролю компетентними державними органами відповідно до цієї Угоди.

2.6 Якщо інше не буде визначено Державним уповноваженим органом, Спільний обліковий рахунок та пов'язані Первинні документи зберігаються протягом 6 (шести) років після закінчення кожного Календарного кварталу, до якого вони відносяться, а будь-які Первинні документи, на основі яких складені будь-які податкові декларації, зберігаються протягом строку, встановленого Законодавством.

2.7 У разі виникнення будь-яких розбіжностей між положеннями цієї Процедури обліку та Угоди, остання матиме переважну силу.

2.8 Окремі записи та обчислення щодо Компенсаційних витрат, Видобутих вуглеводнів, Компенсаційних вуглеводнів, Прибуткових вуглеводнів, а також будь-які інші записи та обчислення згідно із цією Угодою та цією Процедурою обліку вестимуться щодо будь-яких Операцій, які здійснюються на власний ризик.

3. КОНВЕРТАЦІЯ ВАЛЮТИ ТА ПЕРЕРАХУНОК ВАЛЮТИ

3.1 Перерахунок валюти означає облік операції (крім Конвертації валюти, яка регулюється у Статті 3.4 далі за текстом) або залишку в іншій валюті, аніж та, в якій фактично виражено операцію (крім Конвертації валюти) або залишок (далі – "**Перерахунок валюти**"). Випадки, коли здійснюватиметься Перерахунок валюти включають, але не обмежуються лише цим, таке:

(A) Перерахунок валюти для відображення первісного визнання в доларах США надходження або витрати, що не були виражені в доларах США. Такий Перерахунок валюти відображає первісну суму витрат та доходів, відображену на Спільному обліковому рахунку з використанням Методу нарахування в цілях обліку. Такий Перерахунок валюти буде здійснений з використанням курсу, зазначеного в Статті 3.2.

(B) Перерахунок валюти для відображення остаточної суми в доларах США надходження або витрати, що не були виражені в доларах США, одразу після того, як проводяться відповідні розрахунку за залишками. Такий Перерахунок валюти відображає остаточну суму витрат та доходів в якості коригування первісної вартості, відображеної у Спільному обліковому рахунку з використанням Методу нарахування в цілях обліку. Такий Перерахунок валюти буде здійснений з використанням курсу, зазначеного в Статті 3.2.

(C) Перерахунок валюти з доларів США як функціональної валюти в гривні в цілях подання податкової звітності Державі відповідно до Розділу 31.1.

(D) Перерахунок валюти за залишками, що не виражені в доларах США, в долари США як у функціональну валюту Спільного облікового рахунку. Такий Перерахунок валюти буде здійснений з використанням курсу, зазначеного в Статті 3.3 та не матиме впливу на Компенсаційні витрати. До прикладів залишків, не виражених в доларах США, можуть відноситися:

(1) касові залишки в будь-якій валюті, окрім доларів США.

(2) залишки за дебіторською заборгованістю або зобов'язаннями, що виникають в результаті використання в цілях обліку Методу нарахування.

(3) Перерахунок валюти в частині елементів ціни, що використовується для визначення вартості Вуглеводнів відповідно до Розділу 27.1 Угоди, зі звітної валюти (якщо такою валютою не є долари США) на функціональну валюту в доларах США з метою наступного використання при обчисленні Компенсаційних вуглеводнів та Прибуткових вуглеводнів. Такий Перерахунок валюти буде здійснений з використанням курсу, зазначеного в Статті 3.4.

3.2 Перерахунок валюти для обліку в доларах США первісного визнання та остаточної суми виражених у гривні доходів або витрат відповідно до Статті 3.1 (A та B), буде здійснений в дату, в яку відбувається первісне визнання або проводяться розрахунки, з використанням останнього валютного курсу

доларів США, встановленого Національним банком України за попередній день. Перерахунок валюти для обліку первісного визнання та остаточної суми в доларах США доходи або витрати, що не були виражені в доларах США (у іншій ніж гривня валюті) згідно із Статтею 3.1 (A та B), проводиться в дату, в яку відбувається первісне визнання або проводяться розрахунки, з використанням останнього валютного курсу для доларів США, що надається агенцією Рейтерс за попередній день. У випадку, якщо значення валютного курсу, що надається агенцією Рейтерс, є недоступним, слід використовувати інший аналогічний валютний індекс.

3.3 Перерахунок валюти залишку, що виражений в гривні, в долари США як функціональну валюту проводитиметься наприкінці кожного Місяця шляхом використання останнього валютного курсу для доларів США, який був встановлений Національним банком України на поточний Місяць. Перерахунок валюти залишку, що не виражений в доларах США (у іншій ніж гривня валюті), в долари США як функціональну валюту проводитиметься наприкінці кожного Місяця шляхом використання останнього валютного курсу для доларів США, який був повідомлений агенцією Рейтерс стосовно поточного Місяця. У випадку відсутності валютних курсів, що надаються агенцією Рейтерс, слід використовувати інший аналогічний валютний індекс.

3.4 Перерахунок валюти елементів ціни, що виражені в гривні, що надані відповідно до Розділу 27.1 Угоди, в долари США як функціональну валюту проводитиметься шляхом використання останнього валютного курсу для доларів США, який був встановлений Національним банком України на відповідний Місяць (Місяці), в який здійснювались продажі. Перерахунок валюти елементів ціни, що не виражені в доларах США (у іншій ніж гривня валюті), в долари США як функціональну валюту проводитиметься шляхом використання останнього валютного курсу для доларів США, який був повідомлений агенцією Рейтерс стосовно відповідного Місяця (Місяців), в який здійснювались продажі. У випадку відсутності валютних курсів, що надаються агенцією Рейтерс, слід використовувати інший аналогічний валютний індекс.

3.5 Конвертація валюти означає обмін однієї валюти на еквівалентну суму в іншій валюті (далі – "**Конвертація валюти**"). Випадки, коли здійснюватиметься Конвертація валюти включають, але не обмежуються лише цим, таке:

(A) Конвертація валюти касових залишків (в повному обсязі або частково) з однієї валюти в іншу, коли така необхідність виникає в ході здійснення Операцій з вуглеводнями. Така Конвертація валюти здійснюватиметься шляхом використання фактичного курсу, отриманого банком або іншою установою, що здійснює Конвертацію валют (за вирахуванням будь-яких банківських зборів або комісій, що пов'язані з визначенням суми отриманої валюти).

3.6 Оператор веде облік всіх валютних курсів, що були використані з дотриманням строку, який передбачений в Статті 2.6.

4. ВИЗНАННЯ КОМПЕНСАЦІЙНИХ ВИТРАТ ТА ПОДАТКОВИХ ВИТРАТ

4.1 Момент визнання Компенсаційних витрат та Податкових витрат, що відносяться на Спільний обліковий рахунок, визначається відповідно до Угоди та Статті 2.3 цієї Процедури обліку. Всі Компенсаційні витрати підлягатимуть

Компенсації витрат в Календарному кварталі, в якому вони були віднесені на Спільний обліковий рахунок, в порядку пріоритетності компенсації, що визначена у Статті 8.5. Якщо остаточна сума операції відрізнятиметься від первісно визнаної суми (в тому числі в результаті Перерахунку валюти або Конвертації валюти), Компенсаційні витрати мають бути скориговані для відображення остаточної суми операції в Календарному кварталі, в якому проводиться такий розрахунок.

5. КОМПЕНСАЦІЙНІ ВИТРАТИ

5.1 Оператор відносить на Спільний обліковий рахунок витрати, понесені Оператором або Інвесторами в ході здійснення Операцій з вуглеводнями відповідно до Угоди та цієї Процедури обліку, які повинні бути розділені на Компенсаційні витрати та Витрати, що не підлягають компенсації.

5.2 Витрати, що вважаються Компенсаційними витратами включають, але не обмежуючись лише цим, такі:

(A) Зарплати та пов'язані з ними витрати

Зарплати та пов'язані з ними витрати включають всю загальну суму оплати праці працівників, а також витрати Оператора на оплату праці у святкові дні, відпусток, допомоги з непрацездатності, лікарняних, добові, витрати на проживання, дорожні витрати під час відрядження, премії та інші звичайні форми компенсацій, що застосовуються до зарплат, а також витрати Оператора на блага працівників, зокрема, але не лише, на групове страхування життя працівників, групове медичне страхування, соціальне страхування, витрати на виплату вихідної допомоги (додаткова вихідна допомога, що перевищує суми, передбачені Законодавством України або законодавством інших держав, що застосовується, яка надається відповідно до політики Оператора щодо додаткових благ співробітникам, буде відноситися на Спільний обліковий рахунок пропорційно до часу, впродовж якого працівник бере безпосередню участь у Операціях з вуглеводнями і працює на умовах повного робочого дня).

Якщо працівники задіяні не тільки в Операціях з вуглеводнями, а й у іншій діяльності, витрати на оплату праці таких працівників розподіляються на погодинній основі.

Всі витрати, пов'язані з організаційною реструктуризацією (наприклад, компенсації при звільненні, витрати на переїзд, витрати на реалізацію активів) Оператора, інші ніж витрати, що прямо пов'язані із працівниками Оператора, які беруть безпосередню участь у Операціях з вуглеводнями, працюючи за повною зайнятістю, потребують затвердження Державним уповноваженим органом.

(B) Витрати на перевезення, дорожні витрати під час відряджень та витрати на переїзд працівників

(1) Фактичні витрати на перевезення Обладнання та матеріалів, а також витрати на відрядження працівників, необхідні для проведення Операцій з вуглеводнями, до, з та в межах України чи іншої території, а також неукраїнські ввізні мита, неукраїнські митні збори, витрати на розвантаження, докові

збори, а також витрати на авіа-, внутрішні та морські перевезення вантажу.

(2) Витрати Оператора на переїзд працівників для виконання завдання в межах Операцій з вуглеводнями та з такого завдання, на території України або за її межами, які призначені для виконання Операцій з вуглеводнями на постійній або тимчасовій основі, відносяться на Спільний обліковий рахунок. Якщо такий працівник працює над виконанням інших робіт, крім робіт в межах Операцій з вуглеводнями, витрати на переїзд розподіляються пропорційно.

(3) Витрати на переїзд включають транспортні витрати на переїзд працівників, їхніх сімей, транспортування особистого майна та побутових речей працівника та членів його сім'ї, транзитні витрати та всі інші пов'язані витрати відповідно до звичайної практики Оператора або його Афілійованих осіб.

(C) Обладнання та матеріали

(1) Вартість Обладнання та матеріалів, придбаних Оператором для їх використання в Операціях з вуглеводнями, визначається за фактурною ціною мінус торговельні знижки (за наявності) плюс витрати на придбання та закупівлю, витрати на прискорену доставку, всі фрахтові та експедиторські витрати на поставку вантажів від пункту поставки до пункту призначення, доставку вантажів до порту призначення, витрати на розвантаження, страхування, збори, ліцензії та аналогічні платежі (за наявності), консульські збори, інші статті витрат, що відносяться на вартість імпортного Обладнання та матеріалів і, у випадку коли це має місце, витрати на обробку і транспортування вантажів від пункту ввезення на склад або до операційного майданчика; однак, за умови, що така фактурна вартість і такі інші суми, що додаються до неї, у жодному випадку не перевищуватимуть ціну, що переважно застосовується при здійсненні звичайних операцій на ринкових умовах.

(2) Вартість придбання Обладнання та матеріалів у Інвесторів або Афілійованої особи визначається як справедлива ринкова вартість такого Обладнання або матеріалів.

Усі фактичні витрати, що були понесені задля отримання, приведення в придатний для використання стан, переміщення до відповідного місця проведення робіт (або будь-які інші витрати, такі, що зазначені в Статті 5.2(C)(2)) Обладнання та матеріалів, які неможливо отримати за цінами, передбаченими у Статті 5.2(C) через надзвичайний стан, страйки та інші надзвичайні ситуації поза контролем Оператора в країні знаходження такого Обладнання та матеріалів.

(3) Всі витрати, пов'язані з плануванням, проектуванням, спорудженням, будівництвом, експлуатацією та обслуговуванням будь-якого Об'єкта, трубопроводу, бурильної установки або структури іншого виду, які будь-яким чином не включаються до Статті 5.2.

(4) Плата за використання обладнання, об'єктів, що перебувають у виключній власності Оператора , встановлюються на рівні, що не перевищує середніх комерційних ставок неафілійованих третіх осіб, які переважають на ринку подібного обладнання, об'єктів для використання на території, де вони використовуються.

(a) Буровий інструмент, що перебуває у виключній власності Оператора, та інше обладнання, залишене у стовбурі свердловини або пошкоджене, яке не підлягає ремонту, може відображатися за відновлювальною вартістю за мінусом накопиченої амортизації плюс транспортні витрати на доставку такого обладнання до місця його використання.

(5) Усі витрати, понесені Оператором при відчуженні Обладнання та матеріалів, вартість якого не була відшкодована Компенсаційними вуглеводнями.

(D) Послуги

(1) Плата за Послуги, надані третіми особами, в тому числі Афілійованими особами відповідних сторін, які уклали з Оператором договір про надання Послуг, які зазвичай надаються третіми особами, окрім Послуг, надання яких Афілійованими особами Оператора передбачено Статтею 5.2(D)(2) або надання яких Інвесторами та їхніми Афілійованими особами передбачено Статтею 5.2(D)(3). Такі нарахування за Послуги Афілійованих компаній відповідних Сторін не повинні перевищувати ті розцінки, які є поширеними на той момент серед неафілійованих третіх сторін, якби послуги надавались ними, з урахуванням якості та доступності Послуг.

(2) Вартість Послуг, що надає технічний та професійний персонал Афілійованих осіб Інвесторів, який не перебуває на території України, що іншим чином не включені до Статті 5.2(A)(2). Окремі тарифи включають, зарплати такого технічного та професійного персоналу та блага працівників. До витрат також включають всі допоміжні витрати необхідні для забезпечення надання Послуг таким технічним та професійним персоналом. Якщо надання Послуги здійснюється за межами звичайного визначеного місця здійснення робіт, дорожні витрати під час відряджень та витрати на проживання нараховуються по факту. Такі витрати мають бути у розумних межах та мають відповідати політиці Оператора щодо відшкодування дорожніх та інших витрат.

(3) Вартість Послуг, наданих за погодженням з Оператором технічним та професійним персоналом Інвесторів та Афілійованих компаній відповідних Інвесторів, в тому числі всі витрати таких Афілійованих компаній та Інвесторів, пов'язані з їхніми прикріпленими співробітниками. До індивідуальних розцінок включаються, зарплати такого технічного та професійного персоналу та прикріплених

співробітників та додаткові блага працівників. Якщо надання Послуги здійснюється за межами звичайного визначеного місця здійснення робіт, дорожні витрати під час відряджень та витрати на проживання нараховуються по факту. Такі витрати мають бути у розумних межах та відповідати політиці Інвестора щодо відшкодування дорожніх та інших витрат.

(E) Дозволи

Всі витрати, якщо такі мають місце, які стосуються отримання, продовження дії, поновлення терміну або відмови від будь-якого Дозволу та/або прав на землю, одержаних Оператором для здійснення Операцій з вуглеводнями, а також будь-які інші права, що були отримані і чинність яких забезпечується Оператором в цілях здійснення Операцій з вуглеводнями відповідно до положень Угоди.

(F) Офісні приміщення, польові табори та різні об'єкти

(1) Вартість утримання:

(a) головного офісного приміщення та приміщення для персоналу Оператора, розміщеного в Україні; та

(b) інші офісні приміщення, підрозділи, табори, складські приміщення, склади, системи водопостачання, дороги, трубопроводи або інші транспортні системи, а також пов'язані знаряддя та обладнання, й інші об'єкти Оператора;

що безпосередньо використовуються для обслуговування Операцій з вуглеводнями.

(2) До витрат на утримання офісних приміщень, польових таборів та інших об'єктів можуть включатися орендні платежі, оплата комунальних послуг, оплата праці допоміжного персоналу, оплата складання проектів документів, оплата засобів телефонного зв'язку, Інтернет зв'язку та інших засобів зв'язку, підтримки роботи комп'ютерної техніки, та інші обґрунтовані витрати, за винятком будь-яких витрат, які передбачені в інших місцях цієї Статті 5. Якщо такі об'єкти обслуговують не тільки Операції з вуглеводнями, витрати на обслуговування діяльності мають нараховуватись на пропорційний основі.

(G) Страхування

Страхові внески і супутні витрати на оформлення страхування, в тому числі будь-які платежі, пов'язані з обов'язковим фронтируванням та будь-якими витратами на перестрахування, оформлене в його результаті, на користь Операцій з вуглеводнями, за умови, що таке страхування відповідає вимогам Угоди або звичайній практиці Оператора чи його Афілійованих осіб, або будь-яким іншим чином вимагається відповідно до Законодавства.

(H) Пошкодження та втрата майна

(1) Всі витрати, необхідні в цілях заміни або відновлення пошкоджень або втрат, що пов'язані з Операціями з вуглеводнями, в результаті Події форс-мажору.

(2) Зарахування сум, отриманих за страховими полісами, придбаними на користь Операцій з вуглеводнями, та з інших джерел у зв'язку із втратою або пошкодження Активів, повинні відноситись на Спільний обліковий рахунок та зменшувати Компенсаційні витрати.

(I) Судові процеси, вирішення суперечок, арбітраж та пов'язані з ними витрати на юридичний супровід

Витрати на судові процеси, вирішення суперечок та пов'язані з ними юридичні послуги, необхідні для захисту Операцій з вуглеводнями згідно з Угодою, зазначені нижче:

(1) Юридичні послуги, інші, ніж ті, що надаються працівниками Інвесторів або їхніх Афілійованих компаній, необхідні або доцільні для захисту Операцій з вуглеводнями та всі витрати на судові та арбітражні процеси або альтернативні процедури вирішення Спорів, у тому числі обґрунтовані гонорари адвокатів, витрати на експертні процедури, витрати та видатки на юридичний супровід разом із витратами за всіма судовими рішеннями проти або на користь Інвесторів, Операцій з вуглеводнями або будь-якого Обладнання та матеріалів, або будь-які з таких витрат, якщо вони виникли внаслідок здійснення Операцій з вуглеводнями.

(2) Витрати, пов'язані з судовими або арбітражними провадженнями, або процедурами альтернативного вирішення Спорів (в тому числі витрати на роботу юридичного персоналу), що виникли з позовів або дій, які впливають на Операції з вуглеводнями відповідно до Угоди, що можуть вестися юристами Оператора або його Афілійованих осіб.

(J) Збори та пені/штрафи

Всі збори, нарахування, пені, штрафи та інші обов'язкові платежі будь-якого характеру та типу, нараховані або стягнені у зв'язку з Операціями з вуглеводнями, які повинні бути сплачені Оператором, як зазначено в Угоді

(K) Витрати на охорону Навколишнього природного середовища

Витрати, передбачені нормами Законодавства України щодо проведення археологічних та геофізичних досліджень у зв'язку з визначенням та захистом пам'яток культури та/або Екологічних досліджень та Досліджень Навколишнього природного середовища, проведення яких може вимагати будь-який регуляторний орган. Також витрати на забезпечення та утримання обладнання для зменшення викидів та ліквідації забруднення, витрати на охорону здоров'я, безпеки та Екологічні програми плюс витрати на здійснення контролю, ліквідацію забруднення та Виправлення, що випливає із зобов'язань,

пов'язаних із забрудненням Вуглеводнями, передбачених будь-яким чинним Законодавством.

(L) Ліквідація та виведення з експлуатації/ відновлення

(1) Витрати, що були понесені у зв'язку з ліквідацією, виведенням з експлуатації та відновленням Активів, як зазначено в Угоді та Додатку G, які не є частиною Плану виведення з експлуатації, в тому числі витрати, здійснення яких вимагає державний або інший регуляторний орган.

(2) Внески на Рахунок виведення з експлуатації відповідно до Додатку G, які повинні бути визнані і можуть бути віднесені до Компенсаційних витрат, на момент такого внеску.

(M) Зарахування у рахунок Компенсаційних витрат

Будь-які надходження, заліки, доходи або відшкодування, що були фактично отримані Оператором від будь-якої третьої особи, відповідні витрати щодо якої були попередньо включені до складу Компенсаційних витрат, зменшують обсяг Компенсаційних витрат. Такі надходження, заліки, доходи або відшкодування включають, але не обмежуються ними, страхові виплати, компенсації третіх осіб, здійснені в результаті недоліків у Обладнанні та матеріалах, будь-які коригування витрат, на користь Оператора, і будь-який прибуток від відчуження Обладнання та матеріалів, що використовувалися при здійсненні Операцій з вуглеводнями.

(N) Банківські збори

Витрати, понесені при сплаті банківських комісій та інших послуг банківського характеру, що були сплачені у зв'язку з використанням та розпорядженням будь-яким банківським рахунком (рахунками), що використовуються Оператором в цілях здійснення Операцій з вуглеводнями, а також будь-які витрати у зв'язку з фінансуванням, окрім процентів, передбачених відповідно до Статті 5.2(P).

(O) Проценти

Проценти, що нараховуються на залишки коштів на банківських рахунках Оператора, які зменшують обсяг Компенсаційних витрат, за винятком процентів, що пов'язані з рахунком для Виведення з Експлуатації, що відкривається відповідно до Додатка G.

(P) Вивчення та дослідження

Витрати, понесені у зв'язку з вивченням або дослідженнями, які проводитимуться у зв'язку з Операціями з вуглеводнями. Такі дослідження та вивчення можуть включати, але не обмежуючись лише цим, вивчення стану Навколишнього природного середовища, зонування землі, сейсмічні дослідження тощо.

(Q) Навчання та передача технологій

Витрати, понесені Оператором при організації, створенні, проведенні та фінансуванні пов'язаних з навчанням заходів у зв'язку з Операціями з вуглеводнями та виконанням зобов'язань за Угодою, а також в ході планування, проектування, спорудження, введення в експлуатацію та експлуатації призначених для навчання об'єктів в Україні, а також пов'язаного програмного забезпечення та обладнання, в тому числі всі витрати, що пов'язані з навчанням працівників.

(R) Зв'язок

Витрати на придбання, оренду, встановлення, експлуатацію, проведення ремонтних робіт та утримання систем зв'язку, що використовуються при здійсненні Операцій з вуглеводнями, в тому числі засоби радіозв'язку, високочастотного та супутникового зв'язку.

(S) Роботи з технічного обслуговування і ремонтні роботи

Витрати, понесені при обслуговуванні або ремонтуванні активів, що належать на праві власності або орендуються Оператором і використовуються при здійсненні Операцій з вуглеводнями, для утримання їх в належному, безпечному та економічному та ефективному стані або на виконання умов Угоди, в тому числі програми рутинного та профілактичного обслуговування; однак, за умови дотримання лімітів витрат, що встановлені для первісного відновлення Активів, що використовувалися, відповідно до Статті 5.2(C) цього Додатку.

(T) Витрати при припиненні дії Угоди

У випадку припинення Угоди до завершення будь-якої Програми робіт та бюджету, будь-які витрати, які Оператор повинен нести за укладеними договорами у зв'язку з виконанням своїх зобов'язань за ними, включаючи витрати на демобілізацію (вивезення), та не включають договірні стягнення за дострокове припинення договорів.

(U) Індексація

Сума Індексації, обчислена та віднесена на Спільний обліковий рахунок відповідно до Розділу 25.4.

(V) Інші витрати

(1) Будь-які витрати та видатки, понесені Оператором на проведення зустрічей з Державним уповноваженим органом.

(2) Будь-які витрати та видатки, понесені Оператором у зв'язку із вивченням та перевіркою Державою записів та будь-якої іншої інформації, що стосується Операцій з вуглеводнями, в тому числі будь-які витрати та видатки, понесені у зв'язку з перекладом Первинних документів.

(3) Будь-які витрати та видатки Оператора або Інвесторів на відшкодування Державі її витрат, пов'язаних з переселенням та наданням компенсації власникам земельних ділянок, відповідно до Розділу 16.1.

(4) Будь-які додаткові витрати, понесені Інвесторами у зв'язку з будівництвом, експлуатацією та обслуговуванням Державою будь-яких об'єктів, будівель, споруд або будь-яких інших об'єктів, описаних в Розділі 16.4.

(5) Будь-які витрати та видатки Інвесторів на відшкодування Державі витрат, понесених нею у зв'язку з послугами, описаними в Розділі 17.

(6) Всі Витрати щодо трубопроводу.

(7) Всі витрати та видатки на електроенергію та комунальні витрати, в тому числі (але не обмежуючись) вартість пального, електроенергії, опалення, інших джерел енергопостачання, водопостачання та інших комунальних послуг, що використовуються у ході здійснення Операцій з вуглеводнями.

(8) Будь-які витрати та видатки на придбання Даних щодо Договірної ділянки відповідно до Розділу 2.9.

(9) Будь-які витрати та видатки, пов'язані зі зберіганням та транспортуванням Видобутих вуглеводнів, в тому числі витрати на обслуговування в ЄГТСУ, з Договірної ділянки до Пункту виміру відповідно до Статті 26.

(10) Будь-які інші витрати та видатки, понесені Оператором задля необхідного та належного здійснення Операцій з вуглеводнями відповідно до Угоди і які не зазначені в інших місцях цієї Статті 5.

6. ВИТРАТИ, ЩО НЕ ПІДЛЯГАЮТЬ КОМПЕНСАЦІЇ

6.1 Незважаючи на будь-які інші положення цього Додатку В, наступні витрати вважаються "Витратами, що не підлягають компенсації" і не підлягатимуть Компенсації витрат відповідно до Розділу 25 Угоди:

(A) наступні податки, що сплачуються за цією Угодою:

(1) Податок на прибуток.

(2) нарахований та сплачений кожним з Інвесторів український єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування за місцевих та іноземних працівників, які працюють в Україні у зв'язку з Операціями з вуглеводнями.

(3) Плата за користування надрами.

(B) державні мита та збори, передбачені Розділом 31.1(I).

(C) Податки, сплачені Інвестором або Оператором державним органам поза межами України.

(D) проценти, нараховані за користування кредитами (за винятком Індексації відповідно до Розділу 25.4 Угоди).

(E) проценти, нараховані на Рахунок виведення з експлуатації, відкритий відповідно до Додатку G.

(F) витрати на ліквідацію, Виведення з експлуатації та відновленням Активів, які є частиною Плану виведення з експлуатації і виконуються за рахунок коштів з Рахунку виведення з експлуатації відповідно до Додатку G.

(G) витрати на арбітраж (в тому числі на юридичні послуги та послуги незалежних експертів, пов'язані з таким арбітражем), а також витрати на Експерта відповідно до Розділу 40, крім витрат на арбітраж або на Експерта за умови, що рішення прийняте на користь Інвестора та/або Оператора.

(H) витрати, нараховані або понесені Оператором відповідно до соціальних проектів та проектів розвитку інфраструктури у зв'язку з Операціями з вуглеводням, включно із тими, які вимагаються згідно із Розділом 15.10 цієї Угоди.

(I) витрати інвестора на утримання родин персоналу, а також на розваги і відпочинок персоналу та їх родин;

(J) витрати на юридичне та соціальне забезпечення працівників (крім основної і додаткової заробітної плати, а також крім соціальних витрат передбачених колективним договором, укладеним відповідно до Законодавства, що застосовується)

(K) витрати на транспортування та реалізацію Видобутих вуглеводнів поза Пунктом виміру та будь-які інші витрати та видатки стосовно продажу Видобутих вуглеводнів після того, як такі Вуглеводні були розподілені. Витрати і видатки розглядаються згідно з Розділами 27 та 28.

(L) витрати, понесені Інвесторами та/або Оператором внаслідок їх Умисних неправомірних дій (в тому числі ті витрати, що понесені для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій).

(M) штрафні санкції, сплачені Інвесторами та/або Оператором внаслідок порушення їх зобов'язань за цією Угодою, за винятком випадку, коли відповідні дії Інвесторів та/або Оператора за зверненням Інвесторів та/або Оператора були визнані такими, що відповідають Належній міжнародній практиці діяльності в нафтогазовій промисловості відповідно до остаточного і обов'язкового висновку Експерту згідно з Розділом 40 цієї Угоди.

(N) витрати, що не були передбачені у затверджених Програмах робіт і бюджетах з урахуванням положень Розділу 12.4(C) та Розділу 12.5.

Будь-які надходження, заліки, доходи або відшкодування, отримані Оператором від будь-якої Особи, зменшують обсяг Компенсаційних витрат відповідно до Статті 5.2(N).

6.2 Якщо інше не зазначено в Розділі 31.1(E)(6)(b) цієї Угоди, Витрати, що не підлягають компенсації, вважаються Податковими витратами. Дивіться Розділ 31.1(E)(6)(a) для прикладів Податкових витрат.

7. ОЦІНКА ВИДОБУТИХ ВУГЛЕВОДНІВ

7.1 Відповідно до порядку Оцінки вартості Вуглеводнів, описаного в Розділі 27 Угоди, Оператор повинен здійснити розрахунок середньої ціни за одиницю Продажів Природного газу Шеврона та середньої ціни за одиницю Продажів Сирої нафти Шеврона за кожен Календарний квартал для використання під час оцінки Видобутих вуглеводнів та визначення Належної частки в Видобутих вуглеводнях кожної Сторони за Календарний квартал. Такий розрахунок середньої ціни за одиницю здійснюється на основі продажів Шеврона Вуглеводнів, які були розподілені Оператором у відповідному Календарному кварталі.

Оцінка вуглеводнів не відбуватиметься до першого Календарного кварталу, в якому Видобуті вуглеводні розподіляються Сторонам в Пункті виміру.

7.2 Шеврон надасть Оператору всю інформацію, яка є необхідною для визначення таких середніх цін за одиницю Природного газу та Сирої нафти за кожен Календарний квартал на основі визначення ціни методом зворотної очистки (нетбек) до Пункту виміру.

(A) Така інформація надаватиметься Оператору своєчасно з тим, щоб дозволити підготувати та надати Декларації Належних часток відповідно до Розділу 26.13.

7.3 У випадку здійснення коригувань одного із елементів обчислення вартості у будь-якому наступному Календарному кварталі, будь-які відповідні коригування Компенсаційних вуглеводнів, Прибуткових вуглеводнів або Належної частки Сторони визнаватимуться у Календарному кварталі, у якому необхідність такого коригування виявлена або інформація стосовно нього стає остаточною.

8. КОМПЕНСАЦІЙНІ ВУГЛЕВОДНІ

8.1 Відповідно до Розділу 25 Угоди частина Видобутих вуглеводнів визначається як Компенсаційні вуглеводні і передається Інвесторам в цілях компенсації Компенсаційних витрат.

8.2 Обчислення Компенсаційних вуглеводнів та Прибуткових вуглеводнів здійснюється Оператором відповідно до Розділів 25 та 26 Угоди наприкінці кожного Календарного кварталу, про що надається звіт Державному уповноваженому органу відповідно до Статті 10.

8.3 Незважаючи на положення Статті 6.2, Видобуті вуглеводні будуть розподілятися між Державою та Інвесторами на підставі обсягів видобутку, що заявляються Оператором для відбору, на постійній основі протягом кожного Календарного кварталу, виходячи з попереднього обчислення Належної частки та, стосовно Інвесторів, у відповідності до процедури подання заявок на відбір, розробки графіків та балансування, яку буде узгоджено згідно з Операційним договором. Вивірка для відображення різниці між остаточними обчисленнями Компенсаційних вуглеводнів за Календарний квартал та Вуглеводнями, що були передані Інвесторам протягом Календарного кварталу в якості Компенсаційних вуглеводнів, проводитиметься відповідно до процедури подання заявок на відбір, розробки графіків та балансування, яку буде узгоджено згідно з Операційним договором.

8.4 В цілях Компенсації витрат, які становлять Компенсаційні витрати згідно з Розділом 24 Угоди та цієї Статті 7, всі Компенсаційні витрати, що відносяться на Спільний обліковий рахунок відповідно до Угоди та Процедури обліку, класифікуються таким чином:

(A) **Витрати на геологічне вивчення**: всі Компенсаційні витрати, понесені у зв'язку з затвердженою Програмою робіт та бюджетом геологічного вивчення відповідно до Розділу 12 Угоди.

(B) **Витрати на пілотну розробку**: всі Компенсаційні витрати, понесені у зв'язку з затвердженою Програмою робіт та бюджетом пілотної розробки відповідно до Розділу 12 Угоди.

(C) **Витрати на промислову розробку**: Всі Компенсаційні витрати, понесені у зв'язку з затвердженою Програмою робіт та бюджетом промислової розробки відповідно до Розділу 12 Угоди.

(D) **Операційні витрати**: всі Компенсаційні витрати, понесені у зв'язку з затвердженим Генеральним річним планом робіт і бюджетом відповідно до Розділу 12 Угоди.

8.5 Вартість Компенсаційних вуглеводнів за будь-який Календарний квартал застосовується при компенсації витрат відповідно до цього Додатку у такому порядку:

(A) в першу чергу, Витрати на геологічне вивчення, що були понесені в такому Календарному кварталі і в частині, в якій вони ще не були компенсовані, понесені протягом попередніх періодів (разом із Індексацією), в кожному випадку, в порядку, в якому вони були понесені;

(B) в другу чергу, Капітальні витрати (Витрати на пілотну розробку та Витрати на промислову розробку), що були понесені в такому Календарному кварталі і в частині, в якій вони ще не були компенсовані, понесені протягом попередніх періодів (разом із Індексацією), в кожному випадку, в порядку, якому вони були понесені; та

(C) в третю чергу, Операційні витрати, що були понесені в такому Календарному кварталі і в частині, в якій вони ще не були компенсовані, понесені протягом попередніх періодів (разом із Індексацією), в кожному випадку, в порядку, в якому вони були понесені.

9. ПРИБУТКОВІ ВУГЛЕВОДНІ

9.1 Відповідно до Розділу 25.3 Угоди, Прибутковими вуглеводнями є Видобуті вуглеводні за мінусом Компенсаційних вуглеводнів.

9.2 Прибуткові вуглеводні обчислюються з такою ж самою періодичністю, що й Компенсаційні вуглеводні і такі обчислення включають в себе розподіл Прибуткових вуглеводнів між Державою та Інвесторами відповідно до Розділу 26 Угоди.

9.3 Як зазначено в Статті 7.3, Видобуті вуглеводні будуть розподілятися між Державою та Інвесторами на підставі обсягів видобутку, що заявляються Оператором для відбору, на постійній основі протягом кожного Календарного кварталу, виходячи з попереднього обчислення Належної частки та, стосовно Інвесторів, у відповідності до процедури подання заявок на відбір, розробки графіків та балансування, яку буде узгоджено згідно з Операційним договором. Вивірка для відображення різниці між остаточними обчисленнями Прибуткових вуглеводнів за Календарний квартал та Вуглеводнями, що були передані Державі та Інвестору протягом Календарного кварталу в якості Прибуткових вуглеводнів, проводитиметься відповідно до процедури подання заявок на відбір, розробки графіків та балансування, яку буде узгоджено згідно з Операційним договором.

(A) Відповідно до Угоди Оператор продає Належну частку Держави в Прибуткових вуглеводнях (якщо Держава не висловить бажання отримати всі або частину Вуглеводнів, на які Держава має право, у натурі відповідно до Розділу 28.2 Угоди), та надходження від такого продажу за мінусом витрат, що виникають у результаті продажу Оператором Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях від імені Держави (в тому числі, але не обмежуючись цим, витрати на реалізацію, зберігання та транспортування, що були понесені поза Пунктом виміру), будуть сплачені в доларах США і переказані на банківський рахунок, зазначений в Розділі 25 Угоди.

(B) Перерахунок валюти вартості продажу, що не виражена в доларах США, щодо продажів проведених Оператором від імені Держави, проводиться відповідно до Статті 3.2 з метою визначення остаточної вартості продажу в функціональній валюті, якою є долари США.

(C) Перерахунок валюти витрат, що не виражені в доларах США і які виникають в результаті продажу Оператором Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях (в тому числі, але не обмежуючись цим, витрати на реалізацію, зберігання та транспортування, що були понесені поза Пунктом виміру), також проводиться відповідно до Статті 3.2 з метою визначення остаточної вартості витрат в функціональній валюті, якою є долари США.

(D) Сума, що підлягає сплаті Державі (в доларах США) у зв'язку з продажем Належної частки Держави в Вуглеводнях, здійсненим Оператором, визначається за касовим методом наприкінці кожного Місяця, виходячи з вартості надходжень від розрахунків за продаж та витрат, що виникли в результаті продажу Оператором Належної частки Держави в Вуглеводнях (з урахуванням Перерахунку валюти, що зазначений в цій Статті 8.3) по відношенню до розрахунків, що були проведені протягом Місяця, і має бути переказана на банківський рахунок Держави відповідно до Статті 28.

9.4 Відповідно до Розділу 28.2 Угоди, у випадку, якщо Держава висловить бажання отримати всі або частину Вуглеводнів, на які Держава має право, у натурі, Держава отримує Належну частку в Видобутих вуглеводнях на підставі обсягів видобутку, заявлених Оператором для відбору, в тому порядку, що буде узгоджений Інвесторами згідно з Операційним договором.

10. ОБЛІК ТОВАРНО-МАТЕРІАЛЬНИХ ЦІННОСТЕЙ ТА ОСНОВНИХ ЗАСОБІВ

Періодична інвентаризація: Повідомлення та запевнення. Оператор з розумною періодичністю, щонайменше щорічно здійснюватиме інвентаризацію всього Обладнання та матеріалів, що утримуються як складські запаси, а також Обладнання, яке використовується в Операціях з вуглеводнями. Витрати на здійснення періодичної інвентаризації відносять на Спільний обліковий рахунок. Оператор має надати Повідомлення Сторонам про його намір здійснити інвентаризацію щонайменше за шістдесят (60) днів, а Сторони мають право за власні кошти направити представника для участі в інвентаризації. Непредставлення будь-якої Сторони у такій інвентаризації зобов'язує таку Сторону прийняти результати інвентаризації, проведеної Оператором. Оператор у будь-якому випадку має подати кожній Стороні на узгодження дані щодо надлишків та нестач. Облік товарно-матеріальних запасів на Спільному обліковому рахунку коригується з урахуванням надлишків та нестач, що виявляються в ході проведення періодичних інвентаризацій.

11. ЗВІТНІСТЬ ТА ЗВІТИ

11.1 Відповідно до Закону про УРП, всі вимоги щодо надання звітів Оператором Державному уповноваженому органу стосовно Операцій з вуглеводнями передбачаються Угодою та цією Процедурою обліку.

11.2 Звіти, що надаються Державному уповноваженому органу відповідно до цієї Статті 10, повинні бути складені українською мовою і виражаються в доларах США, а також повинні подаватися Державному уповноваженому органу та Інвесторам шляхом особистого вручення з оформленням підтвердження про вручення або електронною поштою.

11.3 Відповідно до Розділу 26.13 цієї Угоди, Оператор повинен підготувати та надати Сторонам Декларацію належних часток разом з Звітом про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні, Компенсаційні витрати, оцінку вартості Вуглеводнів, Видобуті вуглеводні та продаж Оператором Належної частки Держави у Прибуткових вуглеводнях. Декларація належних часток та ці підтверджуючі звіти описані в цій Статті 11.3, а їх ілюстративні приклади наведено в Додатку L. Ці приклади є виключно ілюстративними, та Оператор залишає за собою право змінювати самі документи.

(A) Декларація Належних часток повинна містити наступну інформацію:

(1) обсяг Видобутих вуглеводнів (щодо Природного газу і Сирої нафти) протягом відповідного Календарного кварталу (із зазначенням показників вимірювального обладнання в Пунктах виміру на початок та на кінець Календарного кварталу) та їх вартість щодо Природного газу та Сирої нафти, визначену відповідно до Розділу 27.1;

(2) суму Компенсаційних витрат, які відшкодовуються за рахунок Компенсаційних вуглеводнів кожному Інвестору за відповідний Календарний квартал;

(3) обсяг і вартість Компенсаційних вуглеводнів у відповідному Календарному кварталі по кожному виду Вуглеводнів;

(4) обсяг і вартість Прибуткових вуглеводнів за відповідний Календарний квартал по кожному виду Вуглеводнів;

(5) Процентну частку Держави в прибуткових вуглеводнях і Процентну частку Інвесторів в прибуткових вуглеводнях у відповідному Календарному кварталі;

(6) Належну частку в Компенсаційних вуглеводнях для кожного з Інвесторів за відповідний Календарний квартал, що відображає обсяг та вартість щодо Природного газу та Сирої нафти;

(7) Належну частку в Прибуткових вуглеводнях для Держави та для кожного Інвестора для відповідного Календарного кварталу, що відображає об'єм та вартість відносно Природного газу та Сирої нафти;

(8) будь-яке необхідне коригування, що підлягає відображенню в наступному Календарному кварталі як результат різниці між фактичними Належними частками Видобутих вуглеводнів для Сторін для поточного Календарного кварталу та розподілів Вуглеводнів Сторонам, що відбулися протягом Календарного кварталу, із застосуванням оцінки та включаючи будь-які необхідні коригування відносно попередніх Календарних кварталів, що відображають об'єм Природного газу та Сирої нафти, залежно від обставин.

(B) Звіт про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні повинен містити таку інформацію:

(1) загальний обсяг та вартість Видобутих вуглеводнів за поточний Календарний квартал (з вказівкою результатів зафіксованих встановленим в Пункті виміру вимірювальним обладнанням станом на початок та кінець Календарного кварталу) та оцінений відповідно до Розділу 27.1;

(2) суму Компенсаційних витрат, що підлягають компенсації у поточному Календарному кварталі за рахунок Компенсаційних вуглеводнів;

(3) обсяг та вартість Компенсаційних вуглеводнів, що необхідні для відшкодування загальної суми Компенсаційних витрат у поточному Календарному кварталі;

(4) обсяг та вартість Прибуткових вуглеводнів за поточний Календарний квартал;

(5) Процентну частку Держави, що має застосовуватись у поточному Календарному кварталі відповідно до цього Розділу 26 та відповідно отриману Процентну частку Інвесторів;

(6) отримані Належні частки Видобутих вуглеводнів кожної із Сторін (як Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні) за поточний Календарний квартал;

(7) обсяг Компенсаційних вуглеводнів право власності на які перейшло до кожної із Сторін у поточному Календарному кварталі та їх вартість відповідно до Розділу 27.1;

(8) обсяг Прибуткових вуглеводнів право власності на які перейшло до кожної із Сторін (з урахуванням будь-якого Притримання відповідно до цієї Угоди) у поточному Календарному кварталі та їх вартість відповідно до Розділу 27.1;

(9) коригування, які необхідно зробити в наступному Календарному кварталі (якщо такі є); та

(10) будь-яку іншу інформацію, яку Оператор вважає за потрібне включити для цілей виконання Угоди, Процедури обліку та Законодавства.

(C) Звіт про Компенсаційні витрати повинен містити таку інформацію щодо Компенсаційних витрат в розрізі кожної категорій Компенсації витрат, передбаченої у Статті 7 цієї Процедури обліку:

(1) суму Компенсаційних витрат, що не були компенсовані протягом попереднього Календарного кварталу (в тому числі Індексацію, що була проведена у попередньому Календарному кварталі згідно з Розділом 25.4 Угоди);

(2) суму Компенсаційних витрат, які були віднесені або зараховані на Спільний обліковий рахунок протягом поточного Календарного кварталу, а також наростаючим підсумком з початку року до звітної дати за поточний Календарний рік та відповідний Генеральний річний план робіт і бюджет;

(a) категоризовану в розрізі кожної Програми робіт і бюджету, що становить Генеральний річний план робіт і бюджет;

(b) з відображенням сум Компенсаційних витрат, віднесених або зарахованих на Спільний обліковий рахунок протягом поточного Календарного кварталу;

(3) грошову вартість Компенсаційних вуглеводнів, розподілену за поточний Календарний квартал згідно з Квартальним звітом про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні згідно із Статтею 9.3(D).

(4) суму Компенсаційних витрат, що не були компенсовані станом на кінець Календарного кварталу (в тому числі Індексацію, що була проведена у поточному Календарному кварталі відповідно до Розділу 25.4 Угоди); та

(5) будь-яку іншу інформацію, яку Оператор вважає за необхідне:

(a) для того, щоб виконати вимоги Угоди, Процедури обліку та Законодавства.

(D) Звіт про оцінку вартості Вуглеводнів повинен містити таку інформацію:

(1) кількість Природного газу та Сирої нафти, які були реалізовані Шевроном протягом кожного Місяця в поточному Календарному кварталі, де окремо зазначаються продажі третім особам та Афілійованим особам;

(2) загальну ціну, визначену методом зворотної очистки (нетбек), стосовно продажів Природного газу та Сирої нафти, що зазначені в Статті 10.3(B)(1), відповідно до Розділу 27.1 Угоди (в доларах США згідно з Перерахунком валют відповідно до Статті 3.4);

(a) включно із кожним із різних цінових елементів, які використовуються для визначення вартості Видобутих вуглеводнів відповідно до Розділу 27.1 Угоди.

(3) отримана в результаті питома ціна продажів, визначена методом зворотної очистки (нетбек), стосовно одиниці Природного газу та Сирої нафти за кожен Місяць в поточному Календарному кварталі.

(E) Звіт про Видобуті вуглеводні повинен містити таку інформацію, окремо щодо кожної Ділянки пілотної розробки або Ділянки промислової розробки (включно з Операціями, які здійснюються на власний ризик):

(1) кількість Вуглеводнів у запасах станом на початок Календарного кварталу;

(2) кількість Видобутих вуглеводнів за поточний Календарний квартал;

(3) кількість Вуглеводнів, які використовуються у Операціях з вуглеводнями, тимчасово повернуті у газосховище, втрачаються, досліджується, Спалюються або не можуть бути використані або реалізовані (відповідно до Розділів 15.3 та 25.3 Угоди) протягом поточного Календарного кварталу;

(4) кількість Вуглеводнів, які були попередньо розподілені між Державою та Інвесторами в якості Компенсаційних вуглеводнів та Прибуткових вуглеводнів протягом поточного Календарного кварталу згідно з Квартальним звітом про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні, передбаченому у Статті 11.3;

(5) кількість Вуглеводнів у запасах станом на кінець Календарного кварталу; та

(6) будь-яку іншу інформацію, яка вважатиметься Оператором необхідною для виконання вимог Угоди, Процедури обліку та Законодавства.

(F) Звіт про продаж Оператором Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях повинен містити наступну інформацію:

(1) кількість вираз Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях, що були продані Оператором протягом Календарного кварталу, в тому числі вартість продажу кожної партії на час такого продажу;

(2) вивірка обсягів Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях, що зберігаються або будь-яким іншим чином утримуються Оператором станом на кінець Календарного кварталу, в тому числі обсяг попередніх розподілів Прибуткових вуглеводнів, що були передані Державі протягом Календарного кварталу;

(3) сума надходжень, отриманих протягом Календарного кварталу (в результаті проведення розрахунків за продажами), в тому числі посилання на кожен окремий продаж, розрахунки за яким були проведені протягом Календарного кварталу, та остаточну вартість кожного продажу;

(4) сума витрат, що пов'язані з продажем Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях, що були сплачені Оператором протягом Календарного кварталу;

(5) сума місячних перерахунків, здійснених Оператором на банківський рахунок Держави згідно з Угодою, що відносяться на такий Календарний квартал; та

(6) будь-які додаткові суми, що підлягають сплаті на користь/з боку Держави у зв'язку з продажем Оператором Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях внаслідок будь-якої різниці в остаточній вартості відповідно до цього Квартального звіту про продаж Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях та щомісячних перерахунків, здійснених Оператором на банківський рахунок Держави, що відносяться на такий Календарний квартал.

12. ВИМОГИ ЩОДО ПЕРВИННИХ ДОКУМЕНТІВ

12.1 Первинні документи

Оператор веде первинні записи, які підтверджують факти здійснення операцій, що пов'язані з виконанням Угоди (надалі – "**Первинні документи**"), в паперовій або електронній формі згідно з правилами, встановленими Угодою та цією Процедурою обліку. Первинні документи є підставою для відображення нарахувань та доходів у Спільному обліковому рахунку.

(A) Первинні документи, видані в Україні, за винятком випадків, що передбачені в Статтях 12.1(C) та 12.1(D) цієї Процедури обліку, мають містити реквізити, передбачені Законодавством України, якщо інше прямо на передбачено в Угоді або цій Процедурі обліку, а також вказувати назву документу, дату та місце його видачі, ім'я (найменування) Особи, яка видає документ, опис і, коли необхідно з огляду на характер відповідної операції – обсяг (суму) та одиницю вимірювання стосовно такої операції, а також посади осіб, що підписали такий документ, та їхні підписи.

(B) Консолідовані бухгалтерські документи можуть складатися на підставі накопичених Первинних документів, що зазначені в Статті 12.1(A) цієї Процедури обліку. Консолідовані бухгалтерські документи мають містити такі ж самі реквізити, що й Первинні документи, які зазначені в Статті 12.1(A) цієї Процедури обліку.

(C) Первинні документи, що були складені відповідно до іноземних правил та практики держави, в якій документ було складено, або копії таких документів, повинні прийматися як підтвердження Компенсаційних витрат та Податкових витрат та податкового кредиту з ПДВ згідно з цією Процедурою обліку.

Документи не обов'язково мають бути скріплені печаткою, якщо Особа, яка оформляє такий документ, відповідно до Законодавства не зобов'язана мати печатку або використовувати її для посвідчення документів.

(D) Загальні вимоги до форми та змісту Первинних документів, що встановлюються Законодавством України, не застосовуються до Первинних документів, що видаються нерезидентами України (в тому числі головним офісом Оператора) або від імені нерезидента України (в тому числі головного офісу Оператора або його Афілійованих осіб), та/або Первинних документів, що видаються За кордоном. Жодна легалізація або посвідчення апостилем не вимагається для Первинних документів, виданих За кордоном. Первинні документи можуть бути складені українською мовою або будь-якою іншою іноземною мовою. За заявою Держави Оператор зобов'язується організувати переклад української мовою Первинних документів, які складені поза межами України. В такому випадку нотаріальне посвідчення перекладу не вимагатиметься. Витрати на такий переклад визнаються Компенсаційними витратами.

(E) Стосовно Компенсаційних витрат, Податкових витрат та податкового кредиту з ПДВ, що були понесені будь-яким Інвестором або спільно обома Інвесторами, документи, видані від імені такого Інвестора (в тому числі від імені головного іноземного офісу Іноземного Інвестора або його Постійного представництва), або копії таких документів, або від імені обох Інвесторів (у тому числі від імені головного іноземного офісу Іноземного Інвестора або його Постійного представництва) або копії таких документів, мають прийматись як підтвердження Компенсаційних витрат, Податкових витрат та податкового кредиту з ПДВ, що відображатимуться відповідно у Спільному обліковому рахунку та у податковому обліку, що ведеться Оператором.

(F) Недоліки оформлення в Первинних документах не можуть бути причиною відмови у визнанні Компенсаційних витрат, Податкових витрат або податкового кредиту з ПДВ за цією Угодою.

(G) З приводу нарахувань або доходів, які відображаються на Спільному обліковому рахунку та які ґрунтуються на обчисленнях та оцінках Оператора, як це може вимагатися відповідно до Статті 2.2 цієї Процедури обліку, має бути складений бухгалтерський меморандум, який міститиме всі реквізити, передбачені відповідно до Статті 12.1(A).

(H) Оператор зберігає Первинні документи протягом строку, визначеного в цій Угоді, або, коли такий строк не визначається – протягом строку,

що визначається Державним уповноваженим органом, проте, не менше, ніж протягом 6 (шести) років після закінчення кожного Календарного кварталу, до якого вони відносяться.

(I) Оператор зберігає Первинні документи в Україні, якщо інше не передбачено Угодою.

12.2 Реєстри

Оператор систематизує інформацію, отриману з Первинних документів в бухгалтерських реєстрах за методом подвійного запису на взаємопов'язаних рахунках у межах Спільного облікового рахунку.

13. ПЕРЕВІРКА СПІЛЬНОГО ОБЛІКОВОГО РАХУНКУ ДЕРЖАВНИМ УПОВНОВАЖЕНИМ ОРГАНОМ

13.1 Державний уповноважений орган має виключне право перевіряти Спільний обліковий рахунок, щоб встановити, чи були правильно визначені Компенсаційні витрати відповідно до Угоди та цієї Процедури обліку, як визначено в Розділі 14.6, 17.1(E) та 17.1(F) Угоди. Державний уповноважений орган може на свій власний розсуд залучати ресурси інших органів Держави для надання допомоги в проведенні будь-якої такої перевірки.

Будь-яка така перевірка відносно кожного Календарного року повинна бути проведена протягом 2 (двох) Календарних років після завершення такого Календарного року ("**Період перевірки**") та Державний уповноважений орган може здійснювати своє право на проведення перевірки не більше одного разу відносно будь-якого Календарного року.

13.2 Державний уповноважений орган повинен надати Оператору попереднє письмове повідомлення про початок проведення перевірки Спільного облікового рахунку протягом розумного строку, але в будь-якому випадку не пізніше ніж за 25 (двадцять п'ять) днів до початку перевірки. Таке письмове повідомлення повинно зазначати період, що покривається перевіркою, очікувану дату початку проведення перевірки, очікувану тривалість перевірки та осіб, які проводитимуть перевірку (перевіряючі), включаючи їх імена та посади.

(A) Перевіряючі повинні мати повноваження, що надані їм належним чином, для проведення перевірки та Оператору повинні бути надані відповідні документи, що засвідчують такі повноваження.

13.3 Для цілей перевірки Державним уповноваженим органом Спільного облікового рахунку Державний уповноважений орган, діючи розумно та у відповідності до Законодавства України, що застосовується, цієї Угоди, та Належної міжнародної практики діяльності в нафтогазовій промисловості, має право вивчати та перевіряти всі понесені витрати та отримані доходи, включаючи бухгалтерські книги, бухгалтерську звітність, бухгалтерські записи, записи в бухгалтерських журналах, рахунки та чеки, що стосуються Компенсаційних витрат, протягом періоду, що покривається перевіркою, які Державний уповноважений орган вважає необхідними для перевірки Компенсаційних витрат. На письмовий запит Державного уповноваженого органу, оператор повинен надати Первинні документи, що підтверджують понесені витрати та доходи, включаючи рахунки, касові чеки, дебет-ноти або подібні документи.

13.7 Відносно будь-якого зауваження, що зроблене Державним уповноваженим органом відповідно до Статті 13.6, Оператору повинно надаватись 60 (шістдесят) днів для здійснення необхідних виправлень, коригувань або змін, надання його письмових заперечень, зауважень або коментарів або для призначення зустрічі з Державним уповноваженим органом з метою обговорення таких заперечень, зауважень або коментарів. Державний уповноважений орган повинен протягом 30 (тридцяти) днів після отримання відповіді від Оператора, письмово повідомити Оператора про свою позицію стосовно виправлень, коригувань, змін, зауважень або вимог про проведення зустрічі. Державний уповноважений орган та Оператор повинні добросовісно намагатись вирішити порушені питання. Якщо після 6 (шести) Календарних місяців після дати, коли Державний уповноважений орган надав Оператору письмові зауваження, між Державним уповноваженим органом та Оператором все ще існують розбіжності, Спір повинен вирішуватись відповідно до Розділу 14.10.

13.8 Будь-який Спір між Сторонами згідно з цією Статтею 13, що не може бути вирішений мирним шляхом, як зазначено в Статті 13.7, повинен бути переданий на розгляд Експерта за зверненням Держави або Інвесторів згідно з положеннями Розділу 40.8.

13.9 Всі бухгалтерські коригування, що пов'язані з узгодженими зауваженнями, що були остаточно визначені відповідно до Розділу 14.7, повинні негайно відображатись на Спільному обліковому рахунку та в жодному випадку не пізніше ніж до завершення Робочого дня в останній день Календарного кварталу, в якому таке зауваження було узгоджено або остаточно визначено, в залежності від випадку.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА В

(A) Державний уповноважений орган та перевіряючі повинні зберігати конфіденційною будь-яку інформацію, що розкрита, виявлена або розголошена під час проведення ними перевірки.

13.4 У зв'язку з перевіркою Державним уповноваженим органом Спільного облікового рахунку, перевіряючі мають право відвідувати та перевіряти Об'єкти та офіси Оператора або їх частини, що використовуються або призначені для використання для здійснення Операцій з вуглеводнями, та, за погодженням з Оператором, звертатись до працівників Оператора за умови, що:

(A) Перевірка повинна проводитись в нормальний робочий час;

(B) Перевіряючі повинні завжди дотримуватись правил безпеки, що встановлені Оператором;

(C) Перевірка не може необґрунтовано перешкоджати здійсненню Операцій з вуглеводнями. Кожна перевірка повинна плануватись та проводитись таким чином, щоб зменшити будь-яке втручання або перешкоди або затримки в здійсненні Операцій з вуглеводнями.

13.5 Будь-які видатки Державного уповноваженого органу, пов'язані з перевіркою, покриваються за його рахунок. Ані Оператор, ані будь-який Інвестор або їх Афілійовані особи не повинні зазнавати будь-які додаткові витрати у зв'язку з будь-якою перевіркою Державним уповноваженим органом Спільного облікового рахунку, крім витрат Оператора на переклад та виготовлення копій документів, які вимагаються Державним уповноваженим органом для перевірки, а також витрат, пов'язаних з наданням в розумних межах перевіряючим допомоги та підтримки, які можуть бути необхідними для проведення перевірки Державним уповноваженим органом Спільного облікового рахунку.

13.6 У випадку якщо в результаті проведення перевірки Державний уповноважений орган виявить, що Оператор припустився суттєвої помилки або існує будь-яка невідповідність стосовно компенсаційних витрат та визначить, що повинні бути здійснені будь-які виправлення, коригування або зміни даних Спільного облікового рахунку, Державний уповноважений орган повинен підготувати звіт за результатами перевірки, письмово викласти будь-які зауваження та повідомити Оператора протягом 6 (шести) Календарних місяців після початку перевірки.

Якщо Державний уповноважений орган не повідомить Оператора про будь-які зауваження протягом терміну 6 (шести) Календарних місяців, Компенсаційні витрати, що були предметом перевірки Державним уповноваженим органом, вважатимуться і визнаватимуться вірними з урахуванням будь-яких неврегульованих невідповідностей за результатами аудиту, проведеного згідно з Розділом 14.5 Угоди стосовно того ж Календарного року.

Якщо Державний уповноважений орган повідомить Оператора про будь-які зауваження, що виникли в результаті перевірки, будь-які Компенсаційні витрати, щодо яких не були зроблені такі зауваження, вважатимуться і визнаватимуться вірними з урахуванням будь-яких неврегульованих невідповідностей за результатами аудиту, проведеного згідно з Розділом 14.5 Угоди стосовно того ж Календарного року.

ДОДАТОК С
ФОРМА СПЕЦІАЛЬНОГО ДОЗВОЛУ

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА ГЕОЛОГІЇ ТА НАДР УКРАЇНИ

СПЕЦІАЛЬНИЙ ДОЗВІЛ

на користування надрами

Реєстраційний номер

Дата видачі _____20__ року

Підстава надання:

(дата та номер відповідного документа)

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):

виконання робіт (здійснення діяльності), передбачених угодою про розподіл продукції

Мета користування надрами: *виконання Угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська від _____ 2013 року.*

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

назва родовища: *Ділянка надр Олеська*

географічні координати:

Номер кутової точки	Північна широта	Східна довгота
1	50°16'30"	24°22'39"
2	50°10'25"	24°26'16"
3	50°04'25"	24°29'50"
4	49°58'22"	24°33'24"
5	49°51'32"	24°37'25"
6	49°45'55"	24°40'41"
7	49°44'03"	24°27'05"
8	49°43'17"	24°27'20"
9	49°36'47"	24°29'36"
10	49°33'51"	24°30'42"

11	49°31'02"	24°36'06"
12	49°31'54"	24°43'07"
13	49°29'48"	24°43'12"
14	49°29'06"	24°43'25"
15	49°28'56"	24°43'28"
16	49°25'33"	24°45'57"
17	49°22'10"	24°46'30"
18	49°23'05"	24°48'55"
19	49°22'00"	24°49'51"
20	49°20'39"	24°51'01"
21	49°19'16"	24°49'40"
22	49°16'01"	24°49'56"
23	49°14'43"	24°53'35"
24	49°14'06"	24°55'19"
25	49°10'12"	24°50'51"
26	49°07'42"	24°54'02"
27	49°07'09"	24°58'03"
28	49°07'03"	24°58'44"
29	49°04'39"	24°58'14"
30	49°05'09"	24°54'49"
31	49°02'46"	24°53'45"
32	49°00'36"	24°58'03"
33	48°59'29"	24°57'52"
34	49°00'26"	25°01'07"
35	48°59'21"	25°03'44"
36	48°58'36"	25°05'32"
37	48°59'09"	25°06'25"
38	48°57'44"	25°06'40"

39	48°56'53"	25°08'31"
40	48°55'29"	25°07'03"
41	48°52'30"	25°08'03"
42	48°52'19"	25°08'29"
43	48°51'44"	25°09'56"
44	48°52'21"	25°10'33"
45	48°53'11"	25°10'34"
46	48°32'03"	25°23'36"
47	48°37'39"	25°16'40"
48	48°42'13"	25°10'35"
49	48°46'47"	25°03'44"
50	48°43'03"	24°57'42"
51	48°48'46"	24°47'59"
52	48°54'22"	24°38'22"
53	48°54'20"	24°34'55"
54	48°54'21"	24°34'55"
55	49°02'11"	24°29'51"
56	49°09'45"	24°24'57"
57	49°16'51"	24°20'20"
58	49°24'10"	24°15'32"
59	49°24'45"	24°06'32"
60	49°29'00"	24°02'42"
61	49°33'04"	24°01'36"
62	49°39'02"	24°03'20"
63	49°44'18"	24°03'35"
64	49°45'39"	24°04'22"
65	49°52'37"	24°08'26"
66	49°53'11"	24°03'08"

67	49°53'42"	23°58'14"
68	49°58'22"	23°55'35"
69	49°59'42"	23°54'50"
70	50°04'30"	23°52'51"
71	50°10'54"	23°50'12"

За виключенням ділянки

Номер кутової точки	Північна широта	Східна довгота
1	49°31'22"	24°19'56"
2	49°31'44"	24°27'36"
3	49°24'44"	24°28'20"
4	49°24'28"	24°21'50"

місцезнаходження: *Львівська та Івано-Франківська області*

(область, район, населений пункт)

площа: *6 324 км^2 (шість тисяч триста двадцять чотири квадратних кілометри).*

(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. № 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 відомо*

(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: виконання Угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська.

Відомості про власника:

1. *ШЕВРОН ЮКРЕЙН Б.В.*

   Нарітавег 165, Телестоун 8, 1043 BW Амстердам, Нідерланди, реєстраційний номер 54804604

2. *ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "НАДРА ОЛЕСЬКА"*

   Україна, 03151 м. Київ, проспект Повітрофлотський, 54, ідентифікаційний код 38077620

(найменування юридичної особи, код згідно з ЄДРПОУ або реєстраційний номер Іноземного Інвестора, місцезнаходження)

Строк дії спеціального дозволу на користування надрами (кількість років): *50 (п'ятдесят) років починаючи з _____ 2013 року (Дати набуття чинності згідно з Угодою про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська)*

(цифрами та словами)

Угода про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки Олеська, замінює собою та використовується в усіх питаннях замість угоди про умови користування надрами, та тільки умови та положення такої Угоди про розподіл вуглеводнів 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 уповноваженого органу)
2.
3.
4.
5.
6.
7.

8.

9.

10.

11.

12.

13.

14.

15.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА С

ДОДАТОК D
ПОРЯДОК ВНЕСЕННЯ ЗМІН ТА ПРИПИНЕННЯ ДІЇ СПЕЦІАЛЬНОГО ДОЗВОЛУ

1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

1.1 Інвестор має право на користування надрами для здійснення Операцій з вуглеводнями відповідно до положень цієї Угоди починаючи з Дати набуття чинності.

1.2 Відповідно до статті 17 Закону про УРП, Сторони домовилися, що умови користування надрами, які передбачені в цій Угоді, є повними та достатніми для оформлення та надання Державою Спеціального дозволу Інвесторам без необхідності укладення будь-якої окремої угоди про умови користування надрами у межах Договірної ділянки у якості додатку до Спеціального дозволу.

1.3 Наступні положення Законодавства України застосовуються до правовідносин Сторін у тій мірі, в якій вони не врегульовані Угодою:

(A) Постанова Верховної Ради України від 29 жовтня 1992 року № 2751-XII "Про затвердження Порядку обмеження, тимчасової заборони (зупинення) чи припинення діяльності підприємств, установ, організацій і об'єктів у разі порушення ними законодавства про охорону навколишнього природного середовища";

(B) Постанова Кабінету Міністрів України від 15 липня 1997 року № 742 "Про надання спеціальних дозволів на користування ділянками надр з метою геологічного вивчення та видобування стратегічно важливих корисних копалин"; та

(C) Постанова Кабінету Міністрів України від 30 травня 2011 року № 615"Про затвердження порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами".

1.4 Держава зобов'язується надати Спеціальний дозвіл у повній відповідності до вимог, що встановлені Законодавством України, та з урахуванням положень цієї Угоди, які встановлюють спеціальні правила та порядок. Якщо такий Спеціальний дозвіл буде у будь-який момент визнано недійсним, відкликано або скасовано в суді через порушення Державою або будь-якими органами державної влади, що пов'язані із його наданням, внесенням до нього змін або його повторним наданням, Держава нестиме відповідальність перед Інвестором за будь-які наслідки такої недійсності, відкликання або скасування відповідно до умов Розділу 33. У випадку спорів між Сторонами щодо відповідальності Держави за визнання недійсним, відкликання або скасування Спеціального дозволу, Сторони врегульовують такий спір відповідно до Розділу 40.

1.5 Спеціальний дозвіл буде чинним протягом всього Строку.

1.6 Спеціальний дозвіл втрачає чинність тільки у випадку, якщо ця Угода буде припинена відповідно до її положень.

2. ПОРЯДОК НАДАННЯ СПЕЦІАЛЬНОГО ДОЗВОЛУ

2.1 Сторони підтверджують, що Угода, починаючи з Дати набуття чинності, є єдиною, повною та достатньою підставою для оформлення та надання Державою Спеціального дозволу за заявою Оператора, який діятиме від імені Компаній-Інвесторів.

2.2 Оператор протягом 10 (десяти) днів з Дати набуття чинності складає та подає до відповідного державного органу (яким, станом на Дату набуття чинності, є Державна служба геології та надр України) заяву із зазначенням назви та місцезнаходження Договірної Ділянки, видів корисних копалин за Угодою, реквізитів всіх Інвесторів (назва, юридична адреса та контактна інформація) разом із наступними документами:

(A) нотаріально засвідченою копією виписки з єдиного державного реєстру – для будь-якого Інвестора , крім Іноземного Інвестора;

(B) нотаріально засвідченою копією витягу з судового або торгового реєстру – для будь-якого Іноземного Інвестора;

(C) засвідченої копії Угоди;

(D) засвідченої копії свідоцтва про державну реєстрацію Угоди

(E) засвідченої копії установчих документів Інвесторів.

2.3 Спеціальний дозвіл надається на ім'я всіх Інвесторів в такій кількості оригінальних примірників, яка відповідає кількості Інвесторів протягом 60 (шістдесяти) днів від Дати набуття чинності за умови вчасного отримання належно оформленої заяви Оператора. 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 С 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 здійснення Операцій з вуглеводнями за Угодою.

2.4 Інвестор здійснює одноразову оплату за надання Спеціального дозволу в розмірі, передбаченому в Розділі 2.8 Угоди, протягом 45 (сорока п'яти) днів після Дати набуття чинності за платіжними реквізитами, що повідомляються Оператору відповідним державним органом в письмовій формі.

3. ВНЕСЕННЯ ЗМІН ДО СПЕЦІАЛЬНОГО ДОЗВОЛУ, ВІДСТУПЛЕННЯ ПРАВ ЗА СПЕЦІАЛЬНИМ ДОЗВОЛОМ, ВИДАЧА ДУБЛІКАТУ СПЕЦІАЛЬНОГО ДОЗВОЛУ

3.1 Зміни до Спеціального дозволу вносяться на письмовий запит Інвесторів та/або Оператора у випадку, якщо право запропонувати такі зміни до Спеціального дозволу прямо передбачене в Угоді або в цьому Додатку, а саме у випадку:

(A) повернення частини Договірної ділянки;

(B) продовження строку дії Спеціального дозволу на строк продовження Строку;

(C) збільшення розміру Договірної ділянки на підставі відповідних змін Договірної ділянки, як зазначено в цій Угоді;

(D) передачі частини Частки участі на підставі відповідного належним чином зареєстрованого договору про передачу прав та обов'язків;

(E) змін у юридичних реквізитах Інвестора, на ім'я якого був наданий Спеціальний дозвіл, в тому числі зміни юридичного найменування або форми, або місцезнаходження такого Інвестора або будь-яких інших реквізитів, що зазначені в Спеціальному дозволі;

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

В кожному з вищенаведених випадків письмовий запит має містити необхідну інформацію для внесення змін до Спеціального дозволу та документи, які підтверджують, що події, через які зміни до Спеціального дозволу є необхідними, дійсно мали місце.

3.2 Держава не має права вносити зміни до Спеціального дозволу в односторонньому порядку.

3.3 Будь-які зміни до Спеціального дозволу у випадках, що викладені в цьому пункті 3, вносяться Державою протягом 30 (тридцяти) днів з моменту подання запиту згідно із пунктом 3.1 цього Додатку шляхом видачі відповідного додатку до Спеціального дозволу, який буде містити відповідні зміни, на бланку суворої звітності та у такій кількості оригінальних примірників, яка відповідає кількості Інвесторів. Номер, дата початкової видачі, строк дії та умови користування надрами згідно зі Спеціальним дозволом не змінюються внаслідок внесення таких змін за винятком вказаного у цих змінах. Будь-які зміни до Спеціального дозволу вносяться на безоплатній основі.

3.4 Внесення змін до Спеціального дозволу, виданого Інвестору, буде супроводжуватись внесенням відповідного запису (номер додатку із змінами, дата та реєстраційний номер додатку) до Спеціального дозволу, який засвідчуватиметься підписом відповідальної посадової особи та печаткою уповноваженого органу державної влади.

3.5 **Внесення змін внаслідок повернення**. У випадку повернення частини Договірної ділянки за обставин, на умовах та в порядку, що наведений в Розділі 8 Угоди, Держава, на запит, що поданий відповідно до положень пункту 3.1 цього Додатку, вносить зміни до Спеціального дозволу протягом 30 (тридцяти) днів з моменту подання запиту 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).

3.6 **Внесення змін внаслідок продовження Строку**. Продовження Строку відповідно до умов Угоди є підставою для одночасного продовження строку дії Спеціального дозволу на відповідний строк. Якщо Строк продовжується, Держава забезпечує щоб строк дії Спеціального дозволу був продовжений на такий самий строк, що і Строк, і щоб відповідні зміни були внесені до Спеціального дозволу відповідно до положень Угоди та цього Додатку.

3.7 **Внесення змін внаслідок збільшення Договірної ділянки**. Договірна ділянка за Угодою може бути збільшена на запит Інвестора відповідно до

умов цієї Угоди, в якому міститиметься обґрунтування збільшення Договірної ділянки та відповідні координати збільшеної Договірної ділянки. Якщо Договірна ділянка збільшується, Держава забезпечує, щоб до Спеціального дозволу були внесені зміни протягом 30 (тридцяти) днів від дати відповідного запиту Інвестора у спосіб, що описаний в пункті 3.3 вище (із зазначенням нових меж Договірної ділянки).

3.8 **Внесення змін внаслідок передачі.** Якщо передача будь-яких прав та обов'язків за Угодою, як передбачено в Розділі 37 Угоди, передбачає передачу будь-яких прав користування надрами та/або зобов'язань щодо Договірної ділянки, передача таких прав та обов'язків за Угодою здійснюється на користь такого цесіонарія та відбувається у спосіб, що передбачений в Угоді. Держава забезпечує внесення змін до Спеціального дозволу у спосіб, що передбачений в пунктах 3.3 та 3.4 вище протягом 30 (тридцяти) днів після укладення відповідного договору передачі до Угоди, його державної реєстрації та подання відповідної заяви, як передбачено в пункті 3.1 вище.

3.9 **Внесення змін внаслідок зміни в юридичних реквізитах Інвестора або інших реквізитах, зазначених в Спеціальному дозволі.** Протягом 30 (тридцяти) днів з моменту отримання документів, які підтверджують факт зміни юридичних реквізитів Інвестора, Оператор подає відповідний письмовий запит згідно з положеннями пункту 3.1 цього Додатку разом із нотаріальними копіями документів, які підтверджують такі зміни, що надані відповідним Інвестором. У випадку зміни будь-яких інших реквізитів, що зазначені в Спеціальному дозволі, Оператор має право вимагати внесення змін до Спеціального дозволу шляхом подання заяви разом з відповідними документами, що підтверджують такі зміни. Держава вносить зміни до Спеціального дозволу у спосіб, що передбачений в пунктах 3.3 та 3.4, вище протягом 30 (тридцяти) днів після подання Оператором відповідного письмового запиту.

3.10 **Видача дублікату Спеціального дозволу.** Якщо Інвестор втратив або пошкодив Спеціальний дозвіл, Держава видає дублікат Спеціального дозволу такому Інвестору. З метою отримання дублікату Інвестор, який втратив або пошкодив Спеціальний дозвіл, подає Державі заяву з описом обставин, що призвели до такої втрати або пошкодження. Держава протягом 2 (двох) робочих днів з дати надходження заяви забезпечує видачу дублікату Спеціального дозволу на новому бланку з зазначенням тих самих реквізитів, що містилися в первісному Спеціальному дозволі. Видача дублікату Спеціального дозволу здійснюється безкоштовно. Дублікат Спеціального дозволу має таку ж юридичну силу, що і первісний Спеціальний дозвіл.

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 право 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 цієї Угоди наступні терміни мають наведені нижче значення:

"безпосередня загроза життю та здоров'ю людей або навколишньому природному середовищу" означає існування будь-якої реальної та існуючої небезпечної ситуації, що підтверджена експертним висновком, зокрема, державної екологічної експертизи або експертним висновком, наданим незалежним експертом з відповідною репутацією, що володіє експертними навичками і має досвід проведення аналізу відповідної небезпечної ситуації, та яка виникає внаслідок Операцій з вуглеводнями на Договірній ділянці, щодо якої існує об'єктивна загроза її негайного настання та щодо якої може цілком обґрунтовано вважатися, що вона спричинить смерть людей, або суттєву та непоправну шкоду здоров'ю людей або спричинить суттєву та непоправну шкоду Навколишньому природному середовищу, яка внаслідок цього не зможе бути приведена у первинний стан, якщо відповідні Операції з вуглеводнями будуть продовжені на відповідній частині Договірної ділянки.

"обмежити" означає право КМУ повністю або частково обмежити на розумний строк конкретно визначені Операції з вуглеводнями, які являють собою безпосередню загрозу життю та здоров'ю людей або Навколишньому природному середовищу, поки не будуть усунені обставини, які стали причиною обмеження, і **"обмежений"** або **"обмеження"**, а також їх спільнокореневі слова мають тлумачитись відповідним чином;

"тимчасово заборонити (зупинити)" означає право КМУ зупинити на розумний строк певні конкретно визначені Операції з вуглеводнями на Договірній ділянці, які являють собою безпосередню загрозу життю та здоров'ю людей або навколишньому природному середовищу, поки необхідні заходи з охорони навколишнього природного середовища не будуть вжиті і **"тимчасово заборонений (зупинений)"** та **"тимчасова заборона (зупинення)"**, а також їх спільнокореневі слова мають тлумачитись відповідним чином;

"припинити" означає право КМУ повністю припинити конкретно визначені Операції з вуглеводнями на Договірній ділянці, які створюють безпосередню загрозу життю та здоров'ю людей або навколишньому природному середовищу, до моменту прийняття подальшого рішення КМУ, і **"припинений"** або **"припинення"**, а також їх спільнокореневі слова мають тлумачитись відповідним чином;

4.3 Обмеження, тимчасова заборона (зупинення) або припинення, що передбачені в цьому Додатку, здійснюватимуться у наступному порядку:

(A) Будь-які приписи органів державної влади, відповідальних за контроль та нагляд за проведенням робіт, які стосуються Операцій з вуглеводнями (зокрема органів гірничого нагляду, санітарно-епідеміологічної служби, державних органів геологічного та екологічного контролю, органів місцевого самоврядування) в результаті планової, належним чином задокументованої, правомірної та законної перевірки, проведеної відповідно до Законодавства України, повинні містити конкретні обставини та виявлені факти безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей або навколишньому природному середовищу, підтверджені експертним висновком, зазначеним в третьому абзаці пункту 4.2 цього Додатка, що має додаватись до відповідних приписів, а також дії, необхідні для усунення таких порушень (надалі – **"Припис(и)"**).

(B) Приписи з усіма додатками мають негайно надаватись в письмовій формі Оператору та КМУ не пізніше дати їхнього оформлення разом з пропозицією стосовно обмеження або тимчасової заборони (призупинення) права на користування надрами відповідно до Спеціального дозволу по відношенню до всіх або окремих Операцій з вуглеводнями в межах Договірної ділянки. Оператор після цього має наступні права: (i) оскаржити Приписи до КМУ або місцевих судів протягом 30 (тридцяти) днів; та/або (ii) приступити до виконання дій, що необхідні для усунення порушень, як це вимагається Приписами.

(C) Якщо Оператору не вдається виправити встановлені в Приписі(-ах) порушення, протягом строку, що зазначений в Приписі, право користування надрами відповідно до Спеціального дозволу може бути обмежене або тимчасово заборонене за рішенням КМУ відповідно до пункту 4.3(D);

(D) Протягом 30 (тридцяти) днів з моменту винесення Припису, що виданий в результаті перевірки та на підставі відповідних письмових пояснень або заперечень, наданих Інвестором, КМУ зобов'язаний підтримати або відхилити рекомендації державних органів, які відповідальні за контроль та нагляд за Операціями з вуглеводнями, про обмеження або тимчасову заборону (зупинення) права користування надрами за Спеціальним дозволом стосовно конкретної частини Договірної ділянки або конкретних Операцій з вуглеводнями на Договірній ділянці, та надати Інвестору повідомлення в письмовій формі про це негайно після прийняття такого рішення КМУ.

(E) Винесене КМУ рішення стосовно обмеження або тимчасової заборони (зупинення) права Інвестора на користування надрами за Спеціальним дозволом стосовно конкретної частини Договірної ділянки або конкретних Операцій з вуглеводнями на Договірній ділянці набуває чинності з дати, коли Оператор отримав таке рішення та воно має містити:

(1) інформацію про підстави для застосування обмеження або тимчасової заборони (зупинення) права Інвестора на користування надрами та підтверджуючі факти та обставини;

(2) строк дії такого обмеження або тимчасової заборони (зупинення);

(3) умови відновлення права Інвестора на користування відповідною ділянкою надр,

але воно не обмежуватиме права Оператора: (i) здійснювати діяльність, спрямовану на усунення виявлених порушень, що вказуються в Приписі, (ii) здійснювати Операції з вуглеводнями, які не були обмежені або тимчасово заборонені (зупинені) відповідним Приписом у випадку часткового обмеження, заборони або зупинення Операцій з вуглеводнями.

(F) Рішення КМУ про обмеження або тимчасову заборону (зупинення) права користування надрами Інвестора за Спеціальним дозволом може бути оскаржене відповідно до Законодавства України.

(G) Протягом 5 (п'яти) днів від дати, коли Інвестор надасть КМУ відповідне повідомлення в письмовій формі із підтвердженням того, що порушення, які призвели до обмеження або тимчасової заборони (зупинення) були виправлені та/або що Інвестор виконав умови для відновлення права Інвестора на користування надрами, що вказані в рішенні КМУ, право користування надрами підлягає відновленню в повному обсязі.

(H) КМУ має право припинити права користування надрами за Спеціальним дозволом стосовно Договірної ділянки за умови що:

(1) Інвестор не усуває або суттєво не просувається в усуненні порушень, виявлених в рішенні КМУ, яке винесене згідно з пунктом 4.3(E) протягом строку, який зазначено в такому рішенні; та

(2) факти, зазначені в попередньому абзаці, підтверджені висновком незалежного Експерта відповідно до Розділу 40 Угоди.

(I) Рішення КМУ про припинення права користування надрами за Спеціальним дозволом не перешкоджає Оператору здійснювати діяльність, спрямовану на усунення виявлених порушень, які стали підставою для припинення.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА D

ДОДАТОК Е
ДАНІ ЩОДО ДОГОВІРНОЇ ДІЛЯНКИ

1. **ОПИС ДАНИХ.**

1.1 Дані щодо свердловини: всі наявні каротажні діаграми (CORLG, SP, CALIL, LLS, LL, MLL, ML, IL, GR, SL, NGR, SL, TEMP, GAS) та оформлені журнали свердловини для кожної з наступних свердловин:

Позиція	**Назва Свердловини**	**Свердловина №**
A1	Рава-Руська	1
A2	Великі Мости	1
A3	Великі Мости	30
A4	Дубляни	3
A5	Дубляни	4
A6	Глиняни	1
A7	Балучин	1
A8	Перемишляни	1
A9	Ліщинська	1
A10	Березгани	1
A11	Завадів	1
A12	Бучач	1
A13	Бучач	2
A14	Бучач	3
A15	Тлумач-Коломия	1
A16	Загайпіль	1
A17	Давідени	1
A18	Івано-Франківськ	1
A19	Стремінь	1
A20	Добротвір	1
A21	Крехів	1
A22	Угерско	9

A23	Держів	3
A24	Іспас	1
A25	Нестерів	1
A26	Нестерів	3
A27	Сокаль	1
A28	Локачі	27
A29	Чернівці	1
A30	Колинків	1
A31	Нововолинська	1

1.2 Сейсмічні дані: Сейсмічні профілі (мігровані часові розрізи), отримані ДГП "Укргеофізика" під час проведення різних сейсмічних досліджень на ділянці надр Олеська та в зоні, що безпосередньо оточує її на території Західної України. Такими сейсмічними профілями є наступні:

Регіональні профілі

Позиція	**Профіль №**	**Експедиція/Рік**	**Довжина профілю (км)**
B1	РГ-1	50/86	23,7
B2	5	50/86	13,4
B3	5А	50/86	10,7
B4	28	51/89	66,1
B5	24	51/89-91	9,5
B6	РП-2	52/88	35,7
B7	45	52/88	30,8
B8	РП-4А	52-54/96	70,0
B9	10	53/91	114,9
B10	РП-5	53/93	56,0
B11	РП-5	54/01	59,1
B12	РП-11	54/01	105,6
B13	РП-11	54/06	153,3

B14	РП-5А	56/88	39,9
B15	3	56/88	38,6
B16	РП-5	56/89	30,6
B17	70	56/89	20,6
B18	РП-11	57/06	60,0
B19	РП-10	57/09	187,8
B20	РГ-1	57/86	20,4
B21	III	66/75	44,6

Місцеві профілі – північно-східна кутова частина ділянки надр Олеська

Позиція	Профіль №	Експедиція/Рік	Довжина профілю (км)
B22	10	50/83	9,6
B23	9	50/83	7,9
B24	10	50/83	9,6
B25	11	50/83	9,2
B26	12Ш1	50/83	4,9
B27	12АШ2	50/83	2,0
B28	13	50/83	4,4
B29	14	50/83	29,7
B30	15	50/83	38,4
B31	16	50/83	15,8
B32	21	50/83	13,2
B33	22	50/83	8,9
B34	23	50/83	12,5
B35	26	50/83	12,5
B36	28Ш1	50/83	12,9
B37	30	50/83	29,2
B38	31	50/83	9,0

B39	4	50/84	14,6
B40	2	50/84	14,3
B41	3	50/84	9,6
B42	4	50/84	14,6
B43	5	50/84	5,9
B44	6Ш1	50/84	10,2
B45	6АШ1	50/84	3,9
B46	7	50/84	5,4
B47	7А	50/84	8,8
B48	8	50/84	12,6
B49	9	50/84	13,2
B50	10	50/84	15,4
B51	11	50/84	16,5
B52	12	50/84	9,0
B53	13	50/84	1,9
B54	14	50/84	5,4
B55	14А	50/84	5,3
B56	15	50/84	6,6
B57	16	50/84	4,2
B58	17	50/84	6,5
B59	18	50/84	9,6
B60	19	50/84	11,8
B61	20	50/84	7,7
B62	21Ш2	50/84	7,8
B63	22	50/84	11,3
B64	24	50/84	3,9
B65	25	50/84	10,4
B66	26	50/84	10,3

B67	27	50/84	8,4
B68	29	50/84	8,5
B69	30	50/84	4,7
B70	31	50/84	6,9
B71	32	50/84	4,1
B72	33	50/84	8,6
B73	34Ш1	50/84	6,9
B74	35	50/84	8,5
B75	36	50/84	6,7
B76	12	50/85	9,9
B77	11	50/86	21,9

Місцеві профілі – північно-західна кутова частина ділянки надр Олеська

Позиція	**Профіль №**	**Експедиція/Рік**	**Довжина профілю (км)**
B79	6	50/86	20,6
B80	7	50/86	24,6
B81	8	50/86	18,0
B82	9	50/86	21,0
B83	10	50/86	20,3
B84	11	50/86	21,9
B85	13	50/86	21,9
B86	20	50/86	18,0
B87	24	50/86	8,0
B88	1	50/89	13,0
B89	1	50/89	13,0
B90	3	50/89	13,6
B91	4	50/89	47,2

B92	5	50/89	15,3
B93	6	50/89	32,1
B94	10	50/89	19,3
B95	1	58/86	6,5
B96	2	58/86	7,7
B97	3	58/86	12,7
B98	4	58/86	5,0
B99	5	58/86	9,2
B100	7	58/86	8,9
B101	9	58/87	4,2
B102	10	58/87	4,5
B103	11	58/87	5,6
B104	12	58/87	6,2
B105	13	58/87	5,6
B106	14	58/87	5,1
B107	15	58/87	3,6
B108	16	58/87	5,4
B109	17	58/87	6,5
B110	18	58/87	3,0
B111	19	58/87	4,4
B112	29	58/88	4,1

Місцеві профілі – центральна частина ділянки надр Олеська

Позиція	Профіль №	Експедиція/Рік	Довжина профілю (км)
B114	30	51/89	14,6
B115	2	52/03	10,9
B116	42	52/04	9,8
B117	43	52/04	8,5

B118	47	52/04	9,7
B119	50	52/04	15,0
B120	51	52/04	16,2
B121	52	52/04	13,3
B122	1	57/03	11,7
B123	3	57/03	12,1
B124	4	57/03	10,8
B125	5	57/03	12,0
B126	6	57/03	11,1
B127	7	57/03	9,6
B128	41	57/04	9,1
B129	44	57/04	9,2
B130	45	57/04	9,7
B131	46	57/04	9,8
B132	48	57/04	9,3
B133	49	57/04	9,6
B134	18	57/81	9,6
B135	36	57/81	11,4

Місцеві профілі – південна частина ділянки надр Олеська

Позиція	**Профіль №**	**Експедиція/Рік**	**Довжина профілю (км)**
B137	11Ш3	54/83	10,0
B138	14Ш	54/83	21,0
B139	1	54/85	5,3
B140	2	54/85	11,8
B141	11	54/85	4,8
B142	12	54/85	5,5
B143	13	54/85	7,9

B144	14	54/85	13,5
B145	15	54/85	14,3
B146	16	54/85	6,7
B147	16A	54/85	16,6
B148	17	54/85	13,9
B149	21	54/85	11,9
B150	64	54/85	13,1
B151	65	54/85	4,2
B152	66	54/85	10,4
B153	71	56/89	13,0

2. **МАТЕРІАЛИ, ЩО НАДАЮТЬСЯ. ДЕРЖАВА ЗОБОВ'ЯЗАНА НАДАТИ ОПЕРАТОРУ НАСТУПНІ МАТЕРІАЛИ:**

2.1 Цифрові (LAS) версії профілів усіх каротажних діаграм, вказаних в пункті 1.1 цього Додатку. Якщо файли LAS не є доступними, прийнятними є паперові копії або скановані з високою роздільною здатністю зображення (300 точок на дюйм/8-біт або краще) в загальному растровому форматі (наприклад, JPEG, TIFF, PDF).

2.2 Оформлені журнали свердловин для усіх свердловин, зазначених в пункті 1.1 цього Додатку, у форматі PDF з високою роздільною здатністю зображення. Якщо скановані версії не є доступними, прийнятними є паперові копії.

2.3 Таблиця географічних координат знаходження свердловин на поверхні із зазначенням системи визначення точок координат.

2.4 Цифрові (SEGY) версії усіх сейсмічних профілів (мігровані часові розрізи), вказані в пункті 1.2 цього Додатку, в тому числі навігаційні дані (місцезнаходження кожної гідроточки) із зазначенням системи визначення точок координат. Якщо файли SEGY не є доступними, прийнятними є паперові копії або скановані з високою роздільною здатністю зображення (300 точок на дюйм/8-біт або краще) в загальному растровому форматі (наприклад, JPEG, TIFF, PDF).

2.5 Глибиною бази обробки сеймі січних даних в загальному є всі сейсмічні профілі, вказані в пункті 1.2 цього Додатку.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА Е

ДОДАТОК F
ПРОЦЕДУРИ УКЛАДЕННЯ КОНТРАКТІВ І ЗАКУПІВЕЛЬ

1. **Укладення контрактів – загальні умови.** Оператор укладатиме контракти з кваліфікованими постачальниками товарів і послуг на основі раціонального ведення справ та відповідно до цих основних принципів укладення контрактів та закупівлі.

2. **Дотримання законодавства та політик.** Обов'язковим є дотримання Законодавства України та Законодавства, підзаконних та інших нормативно-правових актів (за винятком тих їх положень, які стосуються державних закупівель), а також політик Оператора.

3. **Процедури укладення контрактів та участь Інвестора, який не є Оператором.** Укладення контрактів здійснюється відповідно до процедур A, B та C, викладених нижче. Інвестор, який не є Оператором, має право брати участь у процедурі закупівель та укладення контрактів згідно з цим Додатком F і умовами Операційного договору.

   Процедура A застосовується до всіх контрактів на суму до 100 000 (ста тисяч) Доларів США протягом Етапу геологічного вивчення та 200 000 (двохсот тисяч) Доларів США протягом Етапу пілотної і промислової розробки, під час якої Оператор укладає контракт з Підрядником, який найбільш відповідає кваліфікаційним вимогам без обов'язку проводити тендерні процедури і отримання схвалення іншого Інвестора, який не є Оператором, однак з повідомленням його наприкінці кожного Календарного кварталу за попередній Календарний квартал про укладені контракти.

   Процедура B застосовується до всіх контрактів, на які не поширюється дія процедури A, на суму до 1 000 000 (одного мільйону) Доларів США потягом Етапу геологічного вивчення або до 3 000 000 (трьох мільйонів) Доларів США протягом Етапу пілотної та промислової розробки, під час якої Оператор укладає контракти за результатами тендеру, який проводиться між потенційними Підрядниками за списком, до якого Інвестор, який не є Оператором, матиме право пропонувати потенційних Підрядників, що повинні бути включені до списку, та інформує Інвестора, який не є Оператором, в кінці кожного Календарного кварталу про переможців тендеру та укладені з ними контракти

   Процедура C застосовується до всіх контрактів на суму понад 1 000 000 (один мільйон) Доларів США протягом Етапу геологічного вивчення та понад 3 000 000 (три мільйони) Доларів США протягом Етапу пілотної та промислової розробки, під час якої Оператор укладає контракти за результатами тендеру, на підставі рішення тендерного комітету, до складу якого входить Інвестор, який не є Оператором з правом голосу.

   Усі суми, вказані в Доларах у цьому пункті 3, підлягають коригуванню згідно з Розділом 12.4(C).

4. **Кваліфіковані постачальники.** Оператор запрошує до участі у тендері або подачі пропозицій тільки відповідальних, належним чином кваліфікованих постачальників; будь-яка запрошена таким чином Особа повинна бути дійсним кандидатом для отримання контракту. Для полегшення оцінки постачальників Оператор має спеціальний порядок відбору постачальників, в якому враховані такі основні фактори, як:

(A) Системи охорони здоров'я, навколишнього середовища та безпеки і їх виконання

(B) Дотримання правил та норм

(C) Фінансовий фактор

(D) Технічні можливості

(E) Захист інформації

5. **Міжнародні генеральні контракти**. Оператор співпрацюватиме з тими постачальниками, які демонструють високі стандарти ведення бізнесу, постійно покращують якість своєї продукції та послуг, а також намагаються зменшувати вартість придбання та загальну вартість власності. Це може передбачати вибіркове залучення постачальників, які включені в Програму міжнародних генеральних контрактів (МГК) Оператора та Афілійованих осіб.

6. **Основа укладення контрактів**. Відповідно до процедур, визначених в пункті 3 цього Додатку F право укладати контракти надається після проведення тендеру, в залежності від випадку, відповідно до одного з наступних принципів, що викладені в порядку пріоритетності:

(A) Укладення контрактів в результаті проведення тендера на принципах конкуренції. Укладання контрактів в результаті проведення тендера на принципах конкуренції означає, що Оператор готує тендерний пакет, в якому визначено обсяг роботи та умови її виконання, та надає його трьом або більше кваліфікованим постачальникам. Оператор отримує три чи більше пропозицій, аналізує їх для визначення порівняльних витрат та укладає контракт з тим постачальником, пропозиція якого становить найвищу цінність.

(B) Укладення контрактів в результаті переговорів на принципах конкуренції. Укладення контрактів в результаті переговорів на принципах конкуренції означає, що Оператор пропонує двом або більше кваліфікованим постачальникам надати пропозиції на виконання певної роботи, з урахуванням підготовленого Оператором пакету-пропозиції. Оператор аналізує пропозиції постачальників, домовляється з двома або більше постачальниками про прийнятний обсяг роботи, умови та винагороду за роботу та укладає контракт з тим постачальником, пропозиція якого представляє найвищу цінність. Укладання контрактів в результаті переговорів на принципах конкуренції є додатковим до укладення контрактів в результаті проведення тендеру на принципах конкуренції в тому відношенні, що процес починається з проведення тендеру та може продовжуватись до другої стадії ведення переговорів на принципах конкуренції після отримання тендерних пропозицій. Це дозволяє вести переговори щодо позицій, які характеризуються додатковою цінністю, такі як гарантований доступ до найкращих працівників Підрядника, його обладнання та технологій у випадках, коли ринкова пропозиція є обмеженою та за інших обставин.

(C) Укладення контрактів в результаті переговорів не на принципах конкуренції. Укладання контрактів в результаті переговорів не на принципах конкуренції означає, що на запит Оператора пропозицію

подає тільки один постачальник. Оператор аналізує пропозицію постачальника та домовляється з ним про взаємно прийнятний обсяг, умови та винагороду і, відповідно, укладає з ним договір. Постачальники, що належать до даної категорії, як правило: 1) були визнані як привілейовані постачальники на основі їх стабільної роботи та здатності підтримувати виконання Операцій з вуглеводнями; 2) пропонують спеціалізовані послуги/продукцію; або 3) найбільш відповідають часовим та операційним потребам Операцій з вуглеводнями.

7. **Стратегія укладення контрактів**. Процеси укладення контрактів Оператором передбачають збір та аналіз ключової інформації, в результаті чого створюється єдиний рекомендований план.

(A) Об'єктивність – процес не є цінним, якщо він направлений на досягнення попередньо встановленого результату.

(B) Залучення зацікавлених сторін – наявність різних точок зору може приносити користь і дозволяє зосереджуватися на пріоритетах під час розробки стратегій. Зацікавленими сторонами можуть бути зовнішні партнери, а також внутрішні клієнти.

(C) Огляд критичних стимулів та вимог бізнесу, а також будь-яких інших унікальних умов (тобто технічних, трудових, логістичних), що є важливими для бізнес-плану або оперативної діяльності.

(D) Дослідження ринку – використання наявної ринкової інформації та аналіз ринку для отримання більш чіткої картини про стан ринку до залучення постачальників.

(E) Розробка критеріїв відбору – критерії відбору – це критерії цінності, які використовуються для обрання стратегій укладення контрактів з-поміж альтернативних стратегій. Вони обираються, з урахуванням стимулів бізнесу, ризиків, отриманого досвіду та інформації про ринок.

(F) Обрання найкращого принципу укладення контрактів та підходу до їх формулювання.

(G) Створення Плану контрактів для визначення обсягу, винагороди, строків, графіку, ролей та обов'язків, який повинен відповідати цьому Додатку H і повинен включати:

(1) Примірний обсяг Контрактів, які Оператор планує укласти протягом Етапу геологічного вивчення та для визначеної(их) Ділянки(ок) пілотної розробки або Ділянки(ок) промислової розробки.

(2) Рекомендовану стратегію переговорів.

(3) Суть та обсяг робіт, що передаються на виконання.

8. **Контракти**. Контракти з Підрядниками повинні укладатися англійською та українською мовами.

9. **Афілійовані особи**. Оператор має право залучати Афілійованих осіб до проведення Операцій з вуглеводнями.

Робота з Афілійованими особами, що надають послуги або матеріали та не отримують централізованої підтримки, відбувається на такій же основі, що й з кваліфікованими постачальниками з застосуванням вищезазначеного процесу укладення контрактів.

Пункт 6 цього Додатку F не розповсюджується на залучення Прикріплених співробітників.

10. **Постачальники з України**. Дані Процедури укладання контрактів і закупівель використовуються при виборі Підрядників з дотриманням положень, визначених Розділом 22.2 Угоди.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА F

ДОДАТОК G
ПРИНЦИПИ ПЛАНУ ВИВЕДЕННЯ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ

1. ПРИНЦИПИ ПЛАНУ ВИВЕДЕННЯ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ

План виведення з експлуатації є основою для оцінки вартості та витрат на Виведення з експлуатації Об'єктів, свердловин та іншого обладнання, які використовуються станом на кінець Строку, з урахуванням наступних принципів.

1.1 План виведення з експлуатації буде підготовлений Оператором, а також згідно з графіком, запропонованим Оператором.

1.2 Графік фінансування щодо Витрат на виведення з експлуатації повинен бути підготовлений Оператором, а також згідно з графіком, запропонованим Оператором з урахуванням Строку, що залишився, та відсотків, які нараховуються на кошти на Рахунку для виведення з експлуатації.

1.3 Кошти повинні утримуватися на рахунку з нарахуванням відсотків (надалі – **"Рахунок для виведення з експлуатації"**), відкритому на ім'я Оператора в міжнародному банку з належним рейтингом та фінансовим становищем. Нарахування будь-яких відсотків на кошти на Рахунку для виведення з експлуатації є Неоподатковуваною операцією.

1.4 Розміщені на депозиті кошти підлягають Компенсації витрат у якості операційних витрат в момент розміщення на депозиті в банку. Відсотки, які нараховуються на кошти на Рахунку для виведення з експлуатації, звільняються від Податків України.

1.5 У разі необхідності, сума витрат, видатків та прогнозів фінансування на Виведення з експлуатації повинна оновлюватися.

1.6 Протягом періоду від 1 (одного) до 2 (двох) років до закінчення Строку Держава повинна надати Інвесторам перелік Об'єктів, свердловин або іншого обладнання, які Держава бажає вивести з експлуатації в момент завершення Строку. Оператор підготує ПРБ стосовно Виведення з експлуатації вказаного обладнання для затвердження Державним уповноваженим органом. Оператор здійснить вказане Виведення з експлуатації відповідно до затвердженої ПРБ до моменту закінчення Строку, із використанням коштів на Рахунку для виведення з експлуатації. Оператор матиме право доступу до Договірної ділянки для здійснення Виведення з експлуатації після закінчення Строку. Кошти, які залишаються на Рахунку для виведення з експлуатації після завершення Оператором такого Виведення з експлуатації, повинні бути передані Державі. У випадку, коли Виведення з експлуатації відповідно до Плану виведення з експлуатації продовжується після завершення Строку, Строк має бути продовжений на таких самих умовах і такий період часу, який буде необхідний для того, щоб Оператор міг завершити процес Виведення з експлуатації.

1.7 Стосовно Об'єктів, свердловин та іншого обладнання, які Держава не має бажання виводити з експлуатації наприкінці Строку, Держава повинна надати Інвесторам відшкодування, захистити та звільнити їх від усіх Претензій, пов'язаних із залишеним майном та земельною ділянкою, на якій знаходиться залишене майно.

1.8 В разі продовження Строку План виведення з експлуатації повинен бути скоригований відповідним чином.

2. ВИВЕДЕННЯ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ЛІКВІДАЦІЯ, ЩО НЕ Є ЧАСТИНОЮ ПЛАНУ ВИВЕДЕННЯ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ

2.1 Коли зазначене не є частиною Плану виведення з експлуатації, поточна ліквідація Об'єктів регулюється Розділом 12.10 Угоди та ліквідація Об'єктів у зв'язку з будь-яким поверненням частини Договірної ділянки регулюється Розділом 36.2 Угоди.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА G

ДОДАТОК Н
ГАРАНТІЙНА УГОДА

ГАРАНТІЙНА УГОДА

від

«ШЕВРОН КОРПОРЕЙШН» (CHEVRON CORPORATION)

КАБІНЕТУ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ

від 10 квітня 2012 р

ГАРАНТІЙНА УГОДА

ЦЯ ГАРАНТІЙНА УГОДА укладена 10 квітня 2012 року **ШЕВРОН КОРПОРЕЙШН (CHEVRON CORPORATION)** (далі **«Шеврон»**), корпорацією, яка створена та існує за законами штату Делавер, Сполучені Штати Америки, на користь **КАБІНЕТУ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ** (далі **«Бенефіціар»**),

ПРИЙМАЮЧИ ДО УВАГИ, ЩО:

ОСКІЛЬКИ, відповідно до Постанови Кабінету Міністрів України № 1297 від 30 листопада 2011 року зі змінами, внесеними постановою Кабінету Міністрів України № 77 від 6 лютого 2012 року (далі зі змінами – **«Постанова»**), Міністерство екології та природних ресурсів України проводить конкурс (далі **«Конкурс»**) на укладання угоди про розподіл продукції та отримання спеціального дозволу на розвідку, дослідно-промисловий та промисловий видобуток природного газу, газу сланцевих товщ, газу центрально-басейнового типу, метану вугільних родовищ, нафти і конденсату у межах ділянки Олеська, Україна (6324 кв. км) строком на п'ятдесят років;

ОСКІЛЬКИ Постанова затверджує умови і положення Конкурсу (далі **«Умови Конкурсу»**);

ОСКІЛЬКИ 21 березня 2012 року компанія «Шеврон Юкрейн Б.В.» (Chevron Ukraine B.V.) одержала від Державної служби геології та надр України (Держгеонадра) документ з додатковими умовами і положеннями Конкурсу (далі **«Додаткові умови»**);

ОСКІЛЬКИ Умови Конкурсу зобов'язують переможця Конкурсу укласти вищезгадану угоду про розподіл продукції разом з товариством «Надра Олеська», якому надається п'ятдесят відсотків (50%) всіх прав і обов'язків за такою угодою про розподіл продукції;

ОСКІЛЬКИ Умовами Конкурсу передбачено, що переможець Конкурсу повинен укласти спільний операційний договір з товариством «Надра Олеська» протягом 120 днів після оголошення результатів Конкурсу;

ОСКІЛЬКИ Умови Конкурсу включають опис деяких положень угоди про розподіл продукції, яка буде укладена з переможцем Конкурсу. Умови Конкурсу не включають в себе форму такої угоди про розподіл продукції;

ОСКІЛЬКИ компанія «Шеврон Юкрейн Б.В.» (Chevron Ukraine B.V.) подала заяву на участь у Конкурсі та, в разі успіху, стане «Інвестором» у значенні, у якому цей термін використовується у Додаткових умовах Конкурсу;

ОСКІЛЬКИ Додаткові умови передбачають, що *«якщо інвестором, який бере участь у конкурсі, виступає юридична особа, спеціально створена для участі у конкурсі, то в заяві та додатках до неї можуть зазначатись відомості про досвід, технічні, фінансові можливості та*

ні характеристики юридичної особи, що є засновником інвестора (далі - Материнська компанія). При цьому, до заяви повинна бути додана гарантія материнської компанії щодо забезпечення виконання зобов'язань інвестора фінансового, технічного, природоохоронного та іншого характеру за угодою [про розподіл продукції] з урахуванням надання конкурсної заявки;

ОСКІЛЬКИ компанію «Шеврон Юкрейн Б.В.» (Chevron Ukraine B.V.) створено спеціально для участі в Конкурсі;

ОСКІЛЬКИ Шеврон опосередковано володіє 100% акцій компанії «Шеврон Юкрейн Б.В.» (Chevron Ukraine B.V.), що перебувають в обігу, а також

ОСКІЛЬКИ ця Гарантійна угода є «гарантією Материнської компанії», згаданої в Додаткових умовах, і надається виключно відносно фінансових, технічних, екологічних або будь-яких інших зобов'язань компанії «Шеврон Юкрейн Б.В.» (Chevron Ukraine B.V.) відповідно до угоди про розподіл продукції, яка повинна бути складена, обговорена, узгоджена і підписана компанією «Шеврон Юкрейн Б.В.» (Chevron Ukraine B.V.) і Бенефіціаром;

ТАКИМ ЧИНОМ, беручи до уваги вищенаведене, «Шеврон» цим зобов'язується і погоджується про наступне:

СТАТТЯ I

ВИЗНАЧЕННЯ

Розділ 1.1. Визначення. Якщо інше прямо не передбачено або якщо контекст не вимагає іншого, терміни, визначені в цьому розділі 1.1, для всіх цілей цієї Гарантійної угоди мають вказані у ній значення, і їхні визначення, наведені нижче, рівною мірою відносяться до кожного з визначених у ній термінів, які вживаються у єдиному числі і множині:

Додаткові умови

Термін «Додаткові умови» має значення, яке йому надане у третьому параграфі Преамбули.Угода

Термін «Угода» означає певну угоду про розподіл продукції, право на укладання якої за результатами проведеного Конкурсу отримала Компанія, і яка була укладена між Компанією, товариством «Надра Олеська» та Бенефіціаром.

Банківський день

Термін «Банківський день» означає будь-який день, крім суботи, неділі або будь-якого іншого дня, в який комерційні банки в Нью-Йорку або Каліфорнії мають право або зобов'язані бути закриті.

Бенефіціар

Термін «Бенефіціар» означає Кабінет Міністрів України, поки Бенефіціаром не стане його наступник відповідно до умов цього документу. І після цього термін «Бенефіціар» буде означати такого наступника.

Шеврон

Термін «Шеврон» означає «Шеврон Корпорейшн» (Chevron Corporation), корпорацію, яку засновано відповідно до законодавства штату Делавер, Сполучені Штати Америки, поки таку корпорацію не стане корпорація-наступник згідно з відповідними положеннями цієї Угоди, і після цього термін «Шеврон» буде означати таку корпорацію-наступника.

Компанія

Термін «Компанія» означає компанію «Шеврон Юкрейн Б.В.» (Chevron Ukraine B.V.), створену відповідно до законодавства Нідерландів, поки такою компанією не стане корпорація-наступник відповідно до положень цієї Угоди, і після цього термін «Компанія» буде означати таку корпорацію-наступника.

Договір

Термін «Договір» означає такий спільний операційний договір, який має бути укладений між Компанією і товариством «Надра Олеська», яким передбачені операції, які повинні здійснюватися відповідно до Угоди, включаючи, без обмеження, відповідні права та обов'язки стосовно за ним щодо їх участі в капіталовкладеннях та експлуатаційних витратах, пов'язаних з діяльністю та управлінням діяльністю сторін, що здійснюється на підставі Угоди та згідно з нею.

Період геологорозвідувальних робіт

Термін «Період геологорозвідувальних робіт» означає п'ятирічний період робіт з геологічного вивчення, визначений в Умовах Конкурсу.

Гарантійна угода

Термін «Гарантійна угода» означає цю Гарантійну угоду від 10 квітня 2012 року у тому вигляді, в якому вона була первісно підписана, або з доповненнями, змінами і виправленнями, які можуть вноситися до неї час від часу.

Гарантійні зобов'язання

Термін «Гарантійні зобов'язання» має значення, яке надається цьому терміну в Розділі 3.1 (а) цієї Гарантійної угоди.

Надра Олеська

Термін «товариство «Надра Олеська» означає Товариство з обмеженою відповідальністю «Надра Олеська», створене відповідно до законодавства України, поки таким товариством не стане корпорація-наступник відповідно до положень цієї Угоди і після цього термін «Надра Олеська» буде означати таку корпорацію-наступника.

Частка участі

Термін «Частка участі» означає в будь-який час відсоткову частку участі в усіх правах та обов'язках відповідно до Угоди, які надані і належать Компанії на той час.

Особа

Термін «Особа» означає фізичну особу, корпорацію, юридичну особу з обмеженою відповідальністю, партнерство, спільне підприємство, товариство, акціонерну компанію, трест, організацію без утворення юридичної особи, а також уряд або будь-яку установу, орган влади або адміністративно-територіальну одиницю.

Постанова

Термін «Постанова» має значення, яке йому надане у першому параграфі Преамбули.

Конкурс

Термін «Конкурс» має значення, яке йому надане у першому параграфі Преамбули.

Умови Конкурсу

Термін «Умови Конкурсу» має значення, яке йому надане у другому параграфі Преамбули.

СТАТТЯ II

ЗАПЕВНЕННЯ ШЕВРОН

Розділ 2.1. Запевнення Шеврон. Шеврон запевняє Бенефіціара у наступному:

(a) Шеврон належним чином створена, існує на законних підставах відповідно до законодавства штату Делавер і має повні корпоративні повноваження і права, щоб укласти цю Гарантійну угоду, виконувати і реалізовувати всі операції, передбачені цією Гарантійною угодою.

(b) підписання і вручення цієї Гарантійної угоди та реалізація передбачених нею операцій не суперечитимуть і не становитимуть порушення та не вважатимуться невиконанням з боку Шеврон за її установчими документами, її статутом, будь-яким боргових зобов'язанням або іншою суттєвою угодою або документом, стороною якого є Шеврон або який є юридично обов'язковим для Шеврон або її майна, а також будь-яким наказом, правилом або постановою суду або державної установи або органу влади, який має юрисдикцію відносно Шеврон або будь-якої її дії або власності.

(c) ця Гарантійна угода належним чином затверджена, підписана і вручена Шеврон та, з урахуванням умов розділу 3.1 (b), є дійсним і юридично обов'язковим до виконання зобов'язанням Шеврон.

СТАТТЯ III

ГАРАНТІЯ І УГОДИ

Розділ 3.1. Гарантія

(a) Шеврон цим безумовно гарантує Бенефіціару і на користь Бенефіціара своєчасну сплату Компанією всіх сум, які вона зобов'язана сплатити за Угодою у встановлені Угодою строки і розмірах, а також забезпечення виконання Компанією всіх зобов'язань Компанії за Угодою (далі «Гарантійні зобов'язання»).

(b) Незважаючи на висловлене в розділі 3.1 (a):

(i) зобов'язання Материнської компанії за цією Гарантійною угодою підлягають застосуванню таких засобів правового захисту, зустрічних вимог і прав взаємозаліку і відшкодування, які Компанія може мати відповідно до Угоди, за виключенням будь-яких таких засобів правового захисту, зустрічних вимог і прав взаємозаліку і відшкодування, що виникають:

(A) з несплати грошових сум, що передбачені Угодою;

(B) з відсутності у Компанії повноважень щодо підписання та вручення Угоди або щодо виконання своїх зобов'язань за нею, або

(C) з будь-яких обставин, зазначених у Розділі 3.2 (h), які можуть забезпечити правовий захист для Компанії;

(ii) сукупна відповідальність Шеврон в рамках цієї Гарантійної угоди за будь-які і всі дії Компанії, що чітко визначені в заяві на Конкурс як «програма робіт на Період геологорозвідувальних робіт» і які в наступний період стануть зобов'язаннями Компанії відповідно до Угоди, не буде перевищувати 350 000 000 доларів США (триста п'ятдесят мільйонів дол. США);

(iii) максимальна сума відповідальності «Шеврону», що зазначена в попередньому пункті (ii) вище, зменшується на один долар США за кожен долар США або його еквівалент в іноземній валюті, витрачений або виплачений Компанією або від її імені на дії, включені до її заяви на Конкурс в рамках програми робіт на Період геологорозвідувальних робіт, та які в наступний період стають зобов'язаннями Компанії відповідно до Угоди;

(iv) сукупна відповідальність Шеврону в рамках цієї Гарантійної угоди за всі дії Компанії, зазначені в заяві на участь у Конкурсі, і виконання яких відбуватимуся протягом Періоду геологорозвідувальних робіт та які стають зобов'язаннями Компанії відповідно до Угоди, за винятком зобов'язань, зазначених у попередньому пункті (ii), не може перевищувати 25 000 000 доларів США (двадцять п'ять мільйонів дол. США);

(v) сукупна відповідальність Шеврон в рамках цієї Гарантійної угоди за будь-якими та всіма грошовими сумами не може перевищувати 375 000 000 доларів США (триста сімдесят п'ять мільйонів дол. США);

(vi) відповідальність Шеврон згідно з Розділом 3.1 (a) має завжди бути роздільною і пропорційною її Частці участі в такий час;

(vii) за цією Гарантійною угодою «Шеврон» не має ніяких зобов'язань, поки вона не отримає від Бенефіціара письмову вимогу сплати або забезпечення виконання інших дій, як це передбачено в Розділі 3.1 (a), а також

(viii) Розділ 3.1 (a) набуває сили тільки після того, як цілком і повністю задоволені всі перелічені нижче попередні умови, тобто:

(A) Компанія проголошена єдиним переможцем Конкурсу;

(B) таке проголошення або присудження Компанії перемоги у Конкурсі не підлягає будь-якій апеляції, оскарженню або іншому запереченню будь-яких державних установ або третіх осіб, а також закінчилися усі строки, протягом яких діяло будь-яке право такої апеляції, оскарження або заперечення відповідного рішення;

(C) Компанія належним чином отримала від відповідного органу державної влади України спеціальний дозвіл на доступ і ексклюзивні права на розвідку, експлуатацію, розміщення і видобування природного газу, газу сланцевих товщ, газу центрально-басейнового типу, метану вугільних родовищ, нафти і конденсату у межах ділянки Олеська,Україна (6324 кв. км) строком на 50 років, і всі відповідні українські державні органи забезпечили співробітництво для здійснення всіх прав за цією Угодою на термін дії такого спеціального дозволу;

(D) Компанія, товариство «Надра Олеська» та Бенефіціар провели переговори, узгодили, підписали і вручили іншим сторонам Угоду, умови якої повинні відповідати Умовам Конкурсу;

(E) Компанія та товариство «Надра Олеська» обговорили, узгодили, підписали і вручили Договір;

(F) Угода і Договір набули повної сили і чинності, та будь-які і всі попередні умови, зазначені в них, були виконані або сторона, на користь якої такі умови були створені, відмовилася від права на їх обов'язкове виконання; а також

(G) Компанія вручила Шеврон і Бенефіціару повідомлення, яке підтверджує, що умови, викладені в цьому пункті (viii), цілком і повністю задоволені.

(c) Бенефіціар, приймаючи цю Гарантійну угоду, визнає і погоджується з тим, що:

(i) оскільки в Умовах Конкурсу не включені форми Угоди і Договору, Шеврон не може вказати всі умови, викладені в попередньому підрозділі (viii), з таким ступенем конкретності, як це могло б бути бажаним;

(ii) сторони намагалися вказати ці умови з такою деталізацією, яка можлива за обставинами, в яких ця Гарантійна угода передається Бенефіціару, а також

(iii) Розділ 3.1 (a) набуває чинності тільки після того, як набули чинності і можуть бути здійснені у примусовому порядку відповідно до їх умов усі умови попереднього пункту (viii).

(d) Шеврон здійснює всі платежі в офіційній платіжній одиниці Сполучених Штатів Америки.

(e) Щоб уникнути сумнівів, Розділ 3.1 (a) набуває чинності тільки після того, як Бенефіціар отримає сертифікат, описаний в Розділі 3.1 (b)(vii)(G).

Розділ 3.2. Безумовний характер зобов'язань. Якщо інше не передбачено в Розділах 3.1 (b) і 4 цієї Гарантійної угоди, зобов'язання Шеврон в рамках цієї Гарантійної угоди є абсолютними і безумовними і залишаються у повній силі і чинності, поки не сплачені або не виконані всі Гарантійні зобов'язання, і за винятком випадків, спеціально обумовлених в цій Гарантійній угоді, такі зобов'язання не можуть бути піддані оплаті, змінені або порушені внаслідок будь-якого випадку у будь-який час, включаючи без обмеження будь-які з наступних дій, незалежно від наявності повідомлення на адресу Шеврону або її згоди на такі дії:

(a) відмова від права, компроміс, врегулювання, звільнення або припинення будь-якого або всіх зобов'язань, обіцянок або домовленостей Компанії відповідно до Угоди;

(b) невиконання вимоги щодо надсилання повідомлення на адресу Шеврон у випадку виникнення Події невиконання відповідно до Угоди;

(c) відмова від права, компроміс або звільнення від зобов'язання щодо здійснення платежу, виконання або дотримання Компанією або Шевроном, відповідно, будь-яких або всіх зобов'язань, обіцянок або домовленостей Компанії або Шеврону, що містяться в Угоді або у цій Гарантійній угоді, залежно від обставин;

(d) продовження строку платежу будь-якої основної суми або процентів чи будь-якого іншого платежу відповідно до Угоди або строку виконання будь-яких інших зобов'язань, обіцянок або домовленостей в рамках Угоди або таких, які виникають з неї;

(e) модифікації, доповнення або зміни (суттєві або інші) будь-якого зобов'язання, обіцянки або домовленості, викладених в Угоді;

(f) виконання або невиконання будь-якої з дій, зазначених в Угоді, включаючи сплату сум заборгованості за нею у скорочені строки;

(g) будь-яка бездіяльність, упущення, затримка або відсутність дій з боку Бенефіціара щодо примусової реалізації, відстоювання або здійснення будь-яких прав, повноважень або засобів правового захисту, покладених на нього в Угоді;

(h) добровільна або примусова ліквідація, розпуск, продаж або інше відчуження всіх або практично всіх активів, розподіл активів і пасивів, конкурсне провадження, неплатоспроможність, банкрутство, відступлення на користь кредиторів, реорганізація, домовленість чи угода з кредиторами або санація, а також інші подібні провадження, що залучають на Шеврон або Компанію або на будь-який з відповідних активів кожної з них, або будь-яка заява або оскарження дійсності цієї Гарантійної угоди в рамках будь-якого такого провадження;

(i) будь-яка обставина, що звільнює від відповідальності внаслідок неправоздатності Компанії або – в межах, що допускаються законодавством, – будь-яке звільнення від зобов'язання, припинення зобов'язання зі сплати, зменшення або обмеження будь-яких сум заборгованості Компанії або будь-якого іншого зобов'язання Компанії перед Бенефіціаром;

(j) у межах, що допускаються законодавством, звільнення або усунення Шеврон в силу закону від виконання або дотримання будь-яких зобов'язань, обіцянок або домовленостей, що містяться в цій Гарантійній угоді; або

(k) невиконання або неспроможність виконання Шеврон в повній мірі будь-яких зі своїх зобов'язань, викладених у цій Гарантійній угоді.

Якщо платіж Компанії на користь Бенефіціара буде відмінено або Бенефіціар повинен буде його повернути, зобов'язання Шеврон за цією Гарантійною угодою мають бути відновлені у відношенні цього платежу.

Ця Гарантійна угода не надає Шеврон будь-яких прав взаємозаліку, зустрічних вимог, скорочення або зменшення обсягу будь-якого зобов'язання або засобів захисту будь-якого роду чи характеру, які Шеврон має або міг би мати відносно Бенефіціара для зменшення платежів на користь Бенефіціара відповідно до Розділу 3.1 (a) цієї Гарантійної угоди, крім випадків, передбачених Розділом 3.1 (b) цієї Гарантійної угоди.

Шеврон бере на себе відповідальність за постійну поінформованість про фінансовий стан Компанії і про всі інші обставини, що складають фактор ризику неплатежу грошових сум заборгованості відповідно до Угоди, який можна виявити внаслідок належного опитування, і погоджується з тим, що Бенефіціар не зобов'язаний передавати Шеврон відому йому інформацію про такий стан чи будь-які такі обставини.

Розділ 3.3. Судові переслідування проти Шеврону. У разі невиконання зобов'язань зі сплати гарантованих згідно з умовами цієї Угоди сум у встановлені для цього строки і розмірах, Бенефіціар має право порушити судову справу з першу та безпосередньо проти Шеврону в рамках цієї Гарантійної угоди, без попереднього порушення судової справи проти Компанії або застосування будь-яких інших наявних у нього засобів правового захисту.

Розділ 3.4. Витрати. Шеврон зобов'язується сплачувати всі витрати, збитки та гонорари, включаючи всі розумні суми винагороди за надання юридичних послуг, які можуть бути понесені Бенефіціаром внаслідок примусового виконання або спроби примусового виконання цієї Гарантійної угоди після будь-якого невиконання Шеврон своїх зобов'язань за цією Угодою, незалежно від того, чи таке примусове виконання здійснюється у судовому порядку чи іншим чином.

Розділ 3.5. Корпоративне існування Шеврон. Шеврон заявляє, що поки вона матиме будь-які невиконані зобов'язання за цією Гарантійною угодою, вона буде підтримувати своє корпоративне існування, не буде розпущена, не буде продавати та іншим чином відчужувати всі або майже всі свої активи і не буде об'єднуватися або зливатися з іншими корпораціями або дозволяти одній або декільком іншим корпораціям об'єднуватися або зливатися з нею, за умови, що Шеврон може, не порушуючи вимог, наданих в цьому Розділі 3.5, об'єднуватися або зливатися з іншою корпорацією або дозволяти одній або кільком іншим корпорацій об'єднуватися або зливатися з нею, продавати або іншим чином передавати повністю іншій корпорації всі або майже всі свої активи, а потім бути розпущеною, якщо корпорація, що внаслідок цього залишилася, створилася або стала наступником, в залежності від обставин, (i) була засснована та існує відповідно до законодавства одного з штатів Сполучених Штатів Америки, (ii) якщо така корпорація не є Шеврон, вона приймає на себе всі зобов'язання Шеврон за цим документом, і (iii) після такої операції вона жодним іншим чином не порушує будь-які положення цієї Гарантійної угоди.

Розділ 3.6. Відшкодування на користь Шеврон. Якщо в будь-який час після того, як (a) Компанія не виконала своїх зобов'язань щодо будь-яких платежів, що становлять Гарантійні зобов'язання (далі «Неплатіж») і (b) «Шеврон» сплатила суму такого Неплатежу відповідно до Розділу 3.1 (a) цієї Гарантійної угоди, Бенефіціар отримує повну або часткову суму Неплатежу від Компанії, Бенефіціар цим погоджується негайно повернути Шеврону суму, що дорівнює повній або частковій сумі Неплатежу, яку Бенефіціар отримав від Компанії.

Розділ 3.7. Конфіденційність. Шеврон і Бенефіціар повинні зберігати конфіденційність цієї Гарантійної угоди та Шеврон і Бенефіціар погоджуються не передавати копії цієї Гарантійної угоди або розкривати її конкретні положення будь-якій особі без попередньої письмової згоди іншої сторони, за винятком того, що:

(a) Шеврон або Бенефіціар (залежно від обставин) можуть розкривати інформацію відповідному суду у зв'язку з будь-яким судовим переслідуванням в рамках цієї Гарантійної угоди;

(b) за умови, що будь-яка сторона зобов'язана розкривати таку інформацію відповідно до нормативно-правового акту, закону чи постанови будь-якого суду компетентної юрисдикції або будь-якого порядку розкриття документів у ході будь-якого провадження у такому суді (у тому числі будь-якого судового провадження для забезпечення примусового виконання цієї Гарантійної угоди), або регулятивному провадженню або відповідно до будь-якого закону або нормативно-правового акту, який має силу закону, за умови, однак, що така сторона повинна заздалегідь надіслати іншим сторонам письмове повідомлення про свій намір розкрити таку інформацію відповідно до цієї вимоги і за розумний час, співрозмірний такій вимозі, відповідно до якої має здійснюватися розкриття, протягом якого можна звернутися до суду за відповідними наказами про обмеження/заборону розкриття інформації; та

(c) прямим та непрямим акціонерам, директорам, посадовим особам, співробітникам, незалежним аудиторам, юридичним радникам та іншим професійним консультантам Шеврону або Бенефіціара (залежно від обставин), в тій мірі, в якій такі особи повинні знати таку інформацію, і в кожному конкретному випадку, якщо така особа проінформована про її конфіденційний характер і про її обов'язок зберігати конфіденційність такої інформації їх, а також тим, хто ще до розкриття будь-якої такої інформації погодився на обов'язковість такого зберігання конфіденційності.

СТАТТЯ IV

РІЗНЕ

Розділ 4.1. Законодавство, яке застосовується. Ця Гарантійна угода регулюється законодавством штату Каліфорнія (за винятком колізійних норм за цим законодавством).

Розділ 4.2. Повідомлення. Всі повідомлення та інші спілкування на адресу Шеврон або Бенефіціара доставляються нарочним або відправляються кур'єрською службою з доставкою протягом доби на адресу будь-якої сторони цієї Гарантійної угоди, наведену у цьому Розділі 4.2:

Всі повідомлення, призначені для «Шеврону», слід надсилати за такими реквізитами:

Chevron Corporation
6001 Bollinger Canyon Road
Building E
San Ramon, CA 94583
Attention: Treasurer

Всі повідомлення, призначені для Бенефіціара, слід надсилати за такими реквізитами:

Кабінет Міністрів України
Вул. Грушевського, 2/2
Київ 01008
Україна
До уваги Канцелярії Кабінету Міністрів

або на будь-яку іншу адресу або номер факсу, про які одна із сторін повідомила іншу в будь-якому порядку, встановленому в цьому Розділі 4.2.

Для всіх цілей цієї Гарантійної угоди повідомлення або сповіщення вважається одержаним:

(a) якщо вони доставляються нарочним або відправлені кур'єрською службою з доставкою протягом доби – в день доставки, за умови, що (i) в цей день комерційні банки відкриті для ведення справ в місті призначення (далі «Місцевий банківський день») в адресі для повідомлення, яку надав одержувач, або (ii) якщо вони доставлені після закриття банків у Місцевий банківський день – на наступний день після Місцевого банківського дня, і

(b) якщо вони відправлені факсом – на дату передачі за умови, що відправнику факсу надійшло усне або письмове підтвердження його одержання від особи, що одержала факс; якщо день передачі і підтвердження не є Місцевим банківським днем, датою передачі вважається наступний Місцевий банківський день.

Розділ 4.3. Банківські дні. Якщо інше не передбачено в цій Гарантійній угоді, у випадках, коли дата здійснення платежу, дата надання повідомлення або вчинення іншої дії за цією Гарантійною угодою не є Банківським днем, то такий платіж має бути здійснений, повідомлення має бути надане або інша дія повинна бути вчинена наступного Банківського дня в такому місці, і копи йдеться про будь-який платіж, жодна пеня за затримку не нараховується.

Розділ 4.4. Наступники і правонаступники. Ця Гарантійна угода є юридично обов'язковою для виконання Шеврон і її наступниками і правонаступниками і діє в інтересах Бенефіціара і його дозволених наступників і правонаступників відповідно до Угоди. Шеврон не має права відступати свої зобов'язання за цим документом без попередньої письмової згоди на це Бенефіціара, за винятком (a) як це передбачено в Розділі 3.5 цього документа, або (b) частково або повністю будь-якій фізичній або юридичній особі, яка здійснює контроль фізичної або юридичної особи, якій Компанія відступила частково або повністю свої права за Угодою, за умови, що будь-яке таке відступлення цієї Гарантійної угоди Шеврон відповідно до цього пункту (b) має здійснюватися у розмірі частки (у відсотковому вираженні) за Угодою, яку Компанія передала своєму правонаступнику. Для цілей цього Розділу 4.4, термін «контроль» (коли він вживається у відношенні будь-якої фізичної або юридичної особи) означає наявність повноважень право або

опосередковано впливати на управління і політику такої фізичної або юридичної особи через володіння цінними паперами з правом голосу, на підставі контракту або іншим чином.

Розділ 4.5. Гарантії на користь Бенефіціара. Ця Гарантійна угода укладається Шеврон на користь Бенефіціара. Жодне положення цієї Угоди не створює жодного права та не дозволяє жодній Особі примусово виконувати або висувати будь-які вимоги за цією Угодою і не діє повністю або частково на користь будь-якої особи, крім Шеврон, Бенефіціара та їх дозволених цесіонаріїв і правонаступників.

Розділ 4.6. Термін дії. Ця Гарантія припиняється і втрачає подальшу силу і чинність після того, як відбувається будь-яка з перелічених нижче подій (залежно від того, яка з них відбудеться раніше): (a) проголошення переможцем Конкурсу або переможцем у Конкурсі Будь-якої фізичної або юридичної особи, крім Шеврону, (b) повної сплати Шеврон своїх зобов'язань за Розділом 3.1 (a) цього документа, (c) повної сплати Компанією своїх грошових зобов'язань відповідно до Угоди, (d) звільнення Бенефіціаром Шеврон від її зобов'язань за цією Гарантійною угодою або (e) звільнення Компанії від усіх своїх зобов'язань за Угодою, *за умови, що* всі Гарантійні зобов'язання, що виникли до дати такого звільнення, сплачені в повному обсязі.

Розділ 4.7. Зміни і доповнення та відмови від прав. У будь-яке положення цієї Гарантійної угоди можна внести зміни і доповнення, або може бути надана відмова від права щодо його виконання, але лише в тому випадку, якщо така зміна або доповнення чи відмова від прав оформлені письмово та підписані як Шеврон, так і Бенефіціаром.

Розділ 4.8. Заголовки. Заголовки статей та розділів цієї Гарантійної угоди наведені тільки для зручності і не впливають на її тлумачення.

Розділ 4.9. Часткова недійсність. Недійсність однієї або декількох фраз, речень, статей і розділів цієї Гарантійної угоди не впливає на дійсність або можливість примусового виконання решти цієї Гарантійної угоди або будь-якої її частини.

Розділ 4.10. Відмова від прав та засобів правового захисту. Будь-яке невиконання або затримка з боку Бенефіціара щодо здійснення будь-яких прав, повноважень або привілеїв за цією Гарантійною угодою не може вважатися його відмовою від таких прав, повноважень та привілеїв; рівним ступенем разове або часткове здійснення цих прав, повноважень та привілеїв не виключають будь-яке інше або подальше їхнє здійснення або здійснення будь-яких інших прав, повноважень або привілеїв. Передбачені у цій Гарантійній угоді засоби правового захисту є сукупними за природою і не виключають будь-яких засобів правового захисту, передбачених законодавством.

Розділ 4.11. Цілісність угоди. Ця Гарантійна угода складає собою повну угоду і порозуміння сторін щодо її предмета та замінює всі усні заяви і попередні письмові документи, що відносяться до неї.

НА ПОСВІДЧЕННЯ ЧОГО ШЕВРОН КОРПОРЕЙШН (CHEVRON CORPORATION) забезпечила підписання цієї Гарантійної угоди від свого імені та за своїм дорученням належним чином уповноваженою особою на дату, зазначену на початку документа.

ШЕВРОН КОРПОРЕЙШН (CHEVRON CORPORATION)

Підпис [підпис нерозбірливий]

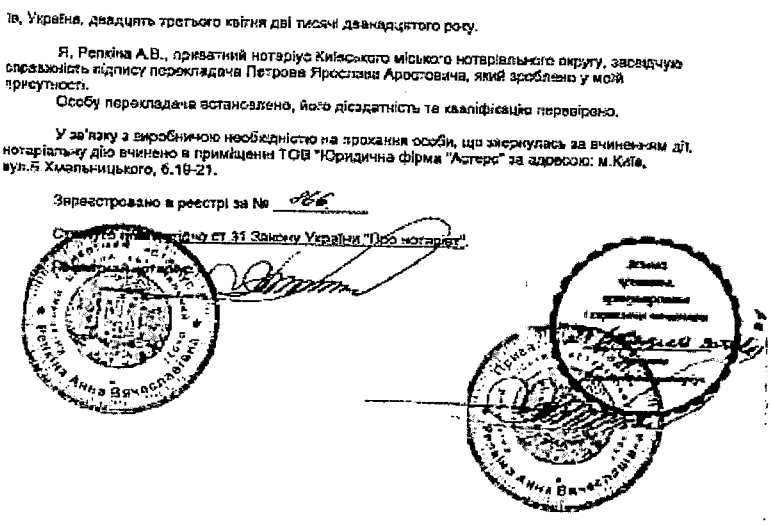
Ім'я та прізвище Уріел Осегуера (Uriel Oseguera)

Посада Помічник Казначея

Цей переклад, з англійської мови на українську мову, зроблено мною, перекладачем з англійської мови, Петровим Ярославом Аристовичем, цього двадцять третього дня квітня місяця дві тисячі дванадцятого року.

Підпис Петров Я. А.

Місто Ки-



їв, Україна, двадцять третього квітня дві тисячі дванадцятого року.

Я, Репкіна А.В., приватний нотаріус Київського міського нотаріального округу, засвідчую справжність підпису перекладача Петрова Ярослава Аростовича, який зроблено у моїй присутності.

Особу перекладача встановлено, його дієздатність та кваліфікацію перевірено.

У зв'язку з виробничою необхідністю на прохання особи, що звернулась за вчиненням дії, нотаріальну дію вчинено в приміщенні ТОВ "Юридична фірма "Астерс" за адресою: м.Київ, вул.Б.Хмельницького, б.19-21.

Зареєстровано в реєстрі за № 166

Стягнуто [illegible] ст.31 Закону України "Про нотаріат".

Приватний нотаріус

Репкіна Анна Вячеславівна

Репкіна Анна Вячеславівна

КІНЕЦЬ ДОДАТКА Н

ДОДАТОК І
КОМПЕНСАЦІЙНІ ВИТРАТИ, ЯКІ ПОНЕСЕНІ ДО ДАТИ НАБУТТЯ ЧИННОСТІ

Компенсаційні витрати включають витрати і видатки, понесені Оператором і його Афілійованими особами після офіційного опублікування результатів Конкурсу і до Дати набуття чинності, в тому числі наступні витрати і видатки:

Витрати і видатки на місцеві громади і співпрацю з урядом, професійні послуги, інженерну, технічну і геологічну діяльність, пов'язану з підготовкою й ефективним впровадженням Операцій з геологічного вивчення. Такі витрати і видатки можуть включати:

(a) Витрати і видатки на персонал Оператора та його Афілійованих осіб, який безпосередньо залучений до роботи;

(b) Платежі третім особам; та

(c) Суми, сплачені Оператором своїм Афілійованим особам за технічні та професійні послуги, а також інші інженерні і геологічні послуги.

Станом на 31 березня 2013 року загальна сума в розмірі 2 714 487 доларів США, в тому числі:

(a) Витрати і видатки на персонал Оператора та його Афілійованих осіб у сумі 1 206 855 доларів США;

(b) Платежі на користь третіх осіб у сумі 1 488 264 доларів США;

(c) Послуги Афілійованих осіб у сумі 19 368 доларів США.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА І

ДОДАТОК J
СТАНДАРТИ ТА ПРАКТИКИ

1. ОПЕРАЦІЙНА МАЙСТЕРНІСТЬ

Шеврон присвятив понад 20 років побудові культури організації безпеки та захисту Навколишнього природного середовища на всіх своїх підприємствах.

Ми зосереджуємося на безпеці та охороні здоров'я людей та захисту Навколишнього природного середовища, а також на раціональному та ефективному веденні наших операцій. Систематичне управління технологічною безпекою, персональною безпекою, охороною здоров'я, захистом Навколишнього природного середовища, надійністю та ефективністю з метою досягнення показників світового рівня – саме так Шеврон визначає Операційну майстерність.

Задля досягнення Операційної майстерності (ОМ), нами була створена Система управління операційною майстерністю (СУОП) більше ніж десять років тому. Вона є частиною нашої культури на всіх рівнях нашого бізнесу. СУОМ допомагає нам визначати, здійснювати управління та зменшувати ризик; поліпшувати ефективність; забезпечувати дотримання вимог; та більш ефективно реагувати на надзвичайні ситуації. Це система, яка визначає наші стандарти стосовно майже всього, що стосується нашої операційної діяльності, і яка виходить за рамки визнаних в світі систем управління в сфері захисту Навколишнього природного середовища, а також виробничої гігієни та безпеки праці (Міжнародна організація стандартизації (ISO) 14001 та Серія стандартів в сфері оцінки виробничої гігієни та безпеки праці (OHSAS) 18001).

Наші Операційні принципи щодо СУОМ використовуються у якості щоденного керівництва для наших працівників при прийнятті рішень та здійсненні діяльності. Ці принципи ґрунтуються на двох ключових засадах: "Працюй безпечно або не працюй взагалі" та "Завжди є час для того, аби правильно виконати роботу". Наприклад, кожна особа, що працює на виробничих об'єктах Шеврона має право і несе відповідальність за призупинення робіт, як тільки вона дізнається про вчинення будь-яких небезпечних дій або виникнення будь-яких небезпечних умов. Наша ціль полягає у створенні умов для діяльності без нещасних випадків, за якої люди перебувають в безпеці, а Навколишнє природне середовище є захищеним.

Ми намагаємося досягати Операційної майстерності завдяки нашим технологіям, стандартам та поведінці, побудованій на прикладах керівництва, і повному залученню всіх наших працівників. Ми займаємо лідерські позиції в галузі, коли йдеться про попередження нещасних випадків та травм, згідно з даними щодо Загального рівня документально підтверджених нещасних випадків та Рівня кількості днів відсутності на роботі. Наша платформа ОМ вказує нам на шлях, дотримання якого дозволяє нам забезпечувати високі стандарти та постійне удосконалення.

2. ОПЕРАЦІЙНІ СТАНДАРТИ

Протягом виконання Шевроном програми робіт, що включена до цієї Угоди, ми діятимемо відповідно до вимог всіх чинних законів та інших нормативно-правових актів. Ми також докладатимемо зусиль для того, щоб дотримуватися чинних галузевих стандартів та практик стосовно всіх аспектів здійснення

операцій з нафтою та природним газом. Такі стандарти ґрунтуються на загальноприйнятних наукових та інженерних засадах, а також історичному та місцевому операційному досвіді, і вони мають застосовуватися з урахуванням конкретних умов на робочому майданчику для того, щоб здійснювати операції в безпечний, екологічно ефективний та соціально відповідальний спосіб. Прикладами стандартів, які повинні застосуватися до програми робіт, є:

2.1 Специфікація 5B Американського інституту нафти (AIH): Технічні умови на різьбу, різьбові калібри та контроль різьби обсадних, насосно-компресорних труб і трубопроводів

2.2 Специфікація AHI 5CT/ISO 11960: Технічні умови на обсадні та насосно-компресорні труби

2.3 Специфікація AIH 10A/ISO 10426-1: Технічні умови на цемент та матеріали для цементування свердловин

2.4 Рекомендована практика AIH 10B-2/ISO 10426-2: Рекомендована практика тестування цементування свердловини

2.5 Рекомендована практика 10D-2/ISO 10427-2: Рекомендована практика тестування розміщення центратора та стопорної муфти

2.6 Рекомендована практика AIH 53: Обладнання систем попередження викидів при здійсненні бурильних операцій

2.7 Рекомендована практика AIH 59: Рекомендована практика здійснення контролю за операціями з свердловиною

3. ОПЕРАЦІЙНІ ПРАКТИКИ

Операційні практики будуть розроблені індивідуально для кожного етапу виконання програми робіт з урахуванням характерних для робочого майданчику умов; стосовно кожної окремої запроваджуваної системи будуть розроблені процедури і проведене навчання. Технології гарантування операцій (ГО) Шеврона слугуватимуть засобом запровадження глобальної передової практики Шеврона з метою здійснення операцій в Україні і чинником постійного удосконалення.

Приклади таких технологій Гарантування операцій наведені нижче в таблиці:

Стандарт управління ризиками та невизначеними ситуаціями (RUMS) при бурінні та облаштуванні свердловин	Забезпечує процеси ідентифікації технічних, операційних та фінансових ризиків, а також ризиків для охорони здоров'я, навколишнього природного середовища та безпеки праці та невизначених ситуацій, а також належної мінімізації їх наслідків та управління ними.
Стандартний порядок здійснення операційних процедур	Забезпечує операційний персонал поточними і точними письмовими процедурами щодо безпечного початку робіт, експлуатації та завершення робіт та/або припинення роботи обладнання задля уникнення нещасних випадків.
Надійність та інтеграція наземного обладнання	Забезпечує систематичну оптимізацію існуючих виробничих систем/обладнання Шеврона шляхом визначення, моделювання та аналізу виробничих об'єктів, а також

(SERIP)	визначення та реалізації можливостей здійснення більш прибуткових та енергозберігаючих операцій, і сприяє реалізації технологічних вимог щодо розробки пластів.
Надійність та оптимізація свердловин (WRO)	Забезпечує послідовний підхід до максимального освоєння наявного видобування шляхом: 1) зменшення часу простою та обмеженого видобування; 2) оптимізації існуючих конструктивних схем освоєння свердловини; і 3) оцінки альтернативних конструктивних схем освоєння свердловини для отримання переваг від технологій та зміни стану свердловини.
Порядок перевірки операційної майстерності (ОМ)	Забезпечує незалежну перевірку процедур ОМ, стандартів і регуляторних вимог, пов'язаних із пріоритизацією сфери охорони здоров'я, навколишнього природного середовища та безпеки праці для сприяння попередженню і ідентифікації порушень.

4. СТРАТЕГІЯ ЩОДО НАВКОЛИШНЬОГО ПРИРОДНОГО СЕРЕДОВИЩА

Завдяки застосуванню Стратегії щодо Навколишнього природного середовища об'єкт повинен постійно зменшувати вплив на Навколишнє природне середовище. Утилізація відходів, раціональне водокористування, управління фізичними об'єктами та ліквідація аварійних викидів є основними напрямками діяльності з мінімізації впливу від діяльності.

Наша Стратегія щодо Навколишнього природного середовища охоплює сім основних аспектів раціонального використання ресурсів Навколишнього природного середовища, які представлені в Таблиці 1-1.

Таблиця 1-1 Основні природоохоронні аспекти діяльності Шеврона

Контроль аварійних викидів	Незаплановані викиди, в тому числі розливи нафтопродуктів та хімічних речовин та випаровування небезпечних речовин
Контроль викидів в атмосферу	Викиди речовин, що забруднюють повітря, в тому числі забруднюючих речовин з встановленим гранично допустимим вмістом, монооксидів азоту (NOx), оксидів сірки (SOx), а також твердих часток та летких органічних сполук (ЛОС), а також небезпечних забруднювачів повітря
Контроль використання природних ресурсів	Використання природних ресурсів, в тому числі землі та повітря; а також в тому числі біологічне різноманіття і потенційний вплив в результаті шумового забруднення, вібрацій та освітлення
Контроль викидів парникових газів (GHG) та використання енергії	Викиди Викиди парникових газів, у тому числі двоокису вуглецю (CO2), метану (CH4), оксиду азоту (N2O), гідрофторвуглеців (HFCs), перфторвуглеців (PFCs) і гексафториду сірки (SF6) Використання енергії

	Використання енергії у всіх типах операцій та на всіх об'єктах Шеврона
Контроль над застарілими об'єктами	Виведення з експлуатації, ліквідація, відновлення та відмова від об'єктів та виробничих потужностей
Організація утилізації відходів	Організація утилізації всіх видів твердих відходів, незалежно від класу небезпеки
Організація утилізації стокових вод	Управління утилізацією всіх видів побутових та промислових стокових вод, у тому числі пластової води

Шеврон неухильно дотримуватиметься своєму принципу використання всіх своїх технічних та управлінських навичок та досвіду задля досягнення екологічно ефективної та безпечної розвідки та видобування нафти та газу.

5. ПРОЦЕС РАЦІОНАЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ НАВКОЛИШНЬОГО ПРИРОДНОГО СЕРЕДОВИЩА

Процес раціонального використання Навколишнього природного середовища є складовою СУОМ, і його призначенням є постійне виявлення та контроль випадків заподіяння серйозних наслідків для Навколишнього природного середовища протягом всього життєвого циклу активу. Нижче наводяться основні цілі зазначеного процесу.

- Проводиться визначення факторів Навколишнього природного середовища, що пов'язані з операційною діяльністю, в тому числі викиди, скидання, тверді відходи, та заходами з організації утилізації відходів; можливих джерел незапланованих викидів; використовуваних природних ресурсів, у тому числі енергоносіїв та сировини; фактичної зони дії; та джерел можливого забруднення, спричиненого попередньою діяльністю.

- Приводиться визначення значних факторів, пов'язаних із Навколишнім природним середовищем та їхнього можливого несприятливого чи сприятливого впливу.

- Забезпечується використання відповідних програм для управління станом Навколишнього природного середовища стосовно значних природоохоронних аспектів.

- Встановлюються цілі та задачі раціонального використання Навколишнього природного середовища і фіксуються показники просування в бік їх виконання.

- Постійне вдосконалення характеристик стану Навколишнього природного середовища досягається шляхом запровадження програм з удосконалення.

- Заходи, пов'язані з амортизацією активів, проводяться систематично протягом всього життєвого циклу активів.

- Більша ефективність управління станом Навколишнього природного середовища досягається завдяки систематичному та комплексному врахуванню всіх аспектів Навколишнього природного середовища.

- Забезпечується сприяння досягнення відповідності стандарту ISO 14001.

Процес раціонального використання Навколишнього природного середовища є складовою СУОМ. Він не зводиться до тлумачення компанією будь-яких юридичних або регуляторних вимог.

З метою запровадження процесу раціонального використання Навколишнього природного середовища, проводиться процес Оцінки впливу на Навколишнє природне середовище, суспільство та охорону здоров'я (ESHIA), що описаний в пункті 5.1, із застосуванням стандартів діяльності з точки зору впливу на Навколишнє природне середовище, опис яких надається в пункті 5.2 та Таблиці 1-2.

5.1 Процес Оцінки впливу на Навколишнє природне середовище, суспільство та охорону здоров'я (ESHIA)

Процес Оцінки впливу на Навколишнє природне середовище, суспільство та охорону здоров'я (ESHIA) є внутрішнім процесом, що полягає в логічному та послідовному визначенні потенційно істотного і пов'язаного з проектом впливу на Навколишнє природне середовище, суспільство та охорону здоров'я. З боку Шеврона було прийнято рішення затвердити єдині стандарти, навіть не дивлячись на те, що в багатьох випадках вони можуть перевершувати регуляторні вимоги.

Шеврон використовує процес ESHIA при сейсмічних дослідженнях, розвідувальному бурінні та здійсненні основних заходів за інвестиційним проектом з метою оцінки потенційних наслідків для Навколишнього природного середовища. Пов'язана з моніторингом робота виконується за участі представників з різних функціональних напрямків з метою визначення потенційних наслідків для Навколишнього природного середовища, що можуть виникати. Моніторинг видів робіт проводиться з огляду на їхні встановлені наслідки та критерій ймовірності. Наступна оцінка тих видів діяльності, які потенційно можуть значною мірою вплинути на Навколишнє природне середовище, проводиться в рамках Оцінки кола питань та наслідків з використанням детальних процесів оцінки на основі ризиків. Завдяки Оцінці кола питань та впливу, визначається певна кількість заходів, спрямованих на ліквідацію наслідків та управління станом Навколишнього природного середовища і, коли доцільно, такі заходи включаються до відповідного етапу.

5.2 Стандарти діяльності с точки зору впливу на Навколишнє природне середовище

Шеврон має вісім стандартів в рамках Раціонального використання Навколишнього природного середовища, що зазначені в Таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 Стандарти щодо Навколишнього природного середовища (EPS) Шеврона

Викиди в атмосферу	Цим Стандартом щодо Навколишнього природного середовища (EPS) встановлюються вимоги щодо контролю викидів в атмосферу з нових та існуючих джерел у сегментах

	розвідки та добування газу (U&G)
Спалювання та продування	Мета цього Стандарту щодо Навколишнього природного середовища (EPS) полягає в тому, щоб операції в сегменті розвідки та видобування газу (U&G) проводилися без постійного спалювання та продування пов'язаних газів
Природні ресурси	Цим EPS встановлюються мінімальні вимоги до контролю використання земельних та водних ресурсів та відстеження фактичної зони впливу від операційної діяльності впродовж певного часу. Певні типи розробки, в тому числі розвідувальне буріння та буріння в ході здійснення основних інвестиційних проектів, призводять до необхідності розробки Планів контролю землекористування, використання рослинного покрову та водних ресурсів
Бурові розчини та буровий шлам при бурінні у відкритому морі	Не застосовується
Пластова вода	Мета цього Стандарту щодо Навколишнього природного середовища (EPS) полягає в управлінні пластовими водами при здійсненні операцій в сегменті розвідки та видобування газу (U&G) з метою мінімізації впливу на Навколишнє природне середовище
Передача майна	Мета цього Стандарту полягає у визначенні вимог, які б гарантували визначення та управління ризиками в сфері охорони здоров'я, захисту Навколишнього природного середовища та безпеки (HES) в якості складової частини всіх трансакцій, пов'язаних з передачею майна
Організація утилізації відходів третіх осіб (TWS)	Мета цього стандарту TWS полягає у визначенні та використанні тих об'єктів для утилізації відходів третіх осіб, що відповідають спеціально визначеним критеріям щодо охорони Навколишнього природного середовища, безпеки, виконання вимог та фінансового благополуччя.
Організація утилізації відходів	Мета цього Стандарту діяльності з точки зору впливу на Навколишнє природне середовище (EPS) полягає в досягненні світового класу ефективності при організації утилізації відходів, що були утворені на етапі розвідки та видобування (E&P) в результаті здійснення операцій з розвідки та видобування газу.

6. ІНТЕГРАЦІЯ З ІНШИМИ ПРОЦЕСАМИ ШЕВРОНА

Стандарти, процеси та процедури охорони Навколишнього природного середовища Шеврона інтегруються з іншими дисциплінами шляхом використання СУОМ, в тому числі ті, що стосуються надр, інженерних операцій, навчання та компетенції. Ці дисципліни включають в себе велику

кількість своїх власних стандартів, процесів та процедур, що інтегрують цінності Операційної майстерності.

7. ДОБРОВІЛЬНІ СТАНДАРТИ ТА НАСТАНОВИ

Шеврон часто вживатиме добровільні заходи з метою розкриття певних категорій інформації, що стосується її діяльності, органам державної влади та/або громадськості, а саме:

- Результати аналізу базового моніторингу водокористування
- Назви хімічних речовин, що використовуються для гідравлічного розриву пласта

8. ЗОВНІШНІ СТАНДАРТИ

8.1 Регуляторні стандарти

У ході здійснення робіт, що передбачені УРП, Шеврон діятиме відповідно до вимог всіх чинних законів та інших нормативно-правових актів.

8.2 Галузеві стандарти, настанови та практики

Шеврон докладатиме зусиль для того, щоб дотримуватися чинних галузевих стандартів, настанов та практик в усіх аспектах здійснення Операцій з вуглеводнями. Нижче наведено підбір відповідних екологічних стандартів.

Стандарт ISO 14001 Системи управління станом Навколишнього природного середовища. СУОМ Шеврона пройшла перевірку на відповідність Стандартам LRQA, в результаті якої було встановлено, що СУОМ "повністю враховує і в деяких відношеннях перевершує" вимоги стандартів ISO 14001 та OHSAS 18001. При запровадженні своєї СУОМ по відношенню до того обсягу робіт, що передбачені УРП, Шеврон провадитиме свою діяльність відповідно до вимог стандарту ISO14001.

Шеврон часто використовуватиме концепції Оптимальних доступних технік (BAT) та Оптимальної екологічної практики (BEP), в тому числі, коли доцільно, чисті технології, з метою зменшення потенційних наслідків для Навколишнього природного середовища.

"**BAT**" означає найновітніший етап розвитку ("за останнім словом техніки") процесів, виробничих потужностей або методів роботи, що демонструють практичну придатність конкретних заходів з огляду на граничне скорочення обсягів стічних вод, викидів та відходів". BEP визначається як "використання найбільш відповідного поєднання заходів та стратегій контролю стану Навколишнього природного середовища".

Документ з настановами Американського інституту нафти HF3. Практики мінімізації впливу на поверхню у зв'язку з гідравлічним розривом пласта.

Документ з настановами Американського інституту нафти E5. Документ з настановами щодо захисту Навколишнього природного середовища: Організація утилізація відходів в ході здійснення операцій з розвідки та видобування

Документ з настановами Американського інституту нафти HF1. Операції, пов'язані з гідравлічним розривом пласта – Настанови щодо спорудження та придатності до експлуатації свердловин

(Документ з настановами Американського інституту нафти HF2. Спеціальне водокористування, пов'язане з гідравлічним розривом пласта

8.3 Міжнародна належна практика нафтогазового промислу

(В ході здійснення Операцій з вуглеводнями та в будь-який інший час Шеврон застосовуватиме та враховуватиме стандарти промислової гігієни, техніки безпеки та захисту Навколишнього природного середовища, що відповідають Міжнародній належній практиці нафтогазового промислу.

Програма управління в сфері захисту Навколишнього природного середовища, охорони здоров'я та безпеки (EHS). Шеврон має підготувати в письмовій формі програму управління в сфері захисту Навколишнього природного середовища, промислової гігієни та безпеки по відношенню до Операцій з вуглеводнями (надалі – "Система управління EHS"). Система управління EHS визначає засоби, необхідні для досягнення стандартів захисту навколишнього природного середовища, промислової гігієни та безпеки праці, з урахуванням будь-яких питань, передбачених власними корпоративними стандартами та відповідно до чинного законодавства, а також у зазначеній системі розглядаються питання, що можуть вимагатися згідно з Міжнародною належною практикою нафтогазового промислу.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА J

ДОДАТОК К
ВІДОМОСТІ ПРО ЕТАП ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ ТА ЕТАП ПІЛОТНОЇ І ПРОМИСЛОВОЇ РОЗРОБКИ

1. ВСТУП

Родовища сланцевого газу – це та категорія родовищ корисних копалин, що характеризуються значною площею залягання, відсутністю традиційних пасткових та покришкових структур, а також високою мінливістю просторового зосередження запасів. Причиною цьому є порівняно розріджений рівень покладів вуглеводнів, а також природи виникнення газу та механізмів його фільтрації у породах колекторах. Розробка вуглеводнів у сланцевих породах потребує буріння значної кількості свердловин, зазвичай з довгими горизонтальними сегментами та високозатратними багаторівневими завершеннями. Факторами що сприяють успішності розробки сланцевих покладів є визначення на досить ранніх стадіях найбільших ресурсо-насичених площ для початкової розробки та контроль витрат на буріння та закінчування свердловин, що забезпечує економічно вигідну реалізацію проектів з видобування сланцевого газу.

Графік реалізації проекту розробки Олеської ділянки розпочинається з 5-річного Етапу геологічного вивчення (Рис. 1). Протягом цього Етапу проведення Програми робіт з геологічного вивчення обумовлюється необхідністю підтвердження наявності насичених вуглеводнями пластів та визначенням їх колекторських властивостей. Це дає можливість визначити найбільш перспективні площі в межах Договірної ділянки для планування подальших програм робіт на Етапі пілотної і промислової розробки. Програма робіт з геологічного вивчення включає у себе регіональне картування, моделювання нафтогазоперспективних басейнів, відбір зразків із підземних горизонтів та роботи з дослідження та випробовування свердловин для визначення наступних характеристик:

- Географічного положення ділянок які є найбільш багатими на ресурси. Як правило у межах усіх родовищ сланцевого газу наявні райони, що вирізняються більшою насиченістю ресурсами та віддачею пластів, причому виявлення таких ділянок на ранніх стадіях сприяє успішності виконання наступних етапів програм робіт. Це включає виявлення та оцінку тектонічної та структурної характеристики ділянки.

- Вертикальної деталізації зон в межах сланцевої породи. Для того щоб розробка сланцевих порід була успішною, ці породи повинні складатися із пластів що мають високий рівень загального вмісту органічного вуглецю (ЗОВ) і бути придатними для гідророзриву, або вони мають характеризуватися наявністю природної тріщинуватості. Ці пласти повинні бути ідентифіковані до початку виконання Програми робіт пілотної розробки для визначення найбільш придатних методів буріння та закінчування свердловин.

- Характеристик газоносності та фільтраційних властивостей сланцевих інтервалів. Це забезпечується шляхом проведення короткострокових та довгострокових випробувань пошуково-розвідувальних свердловин. В результаті проведених випробовувань на приплив буде отримана важлива інформація щодо зміни дебіту свердловин у часі. Однак, на даному етапі, ця інформація не буде використана для класифікації чи оцінки запасів газу.

За Етапом геологічного вивчення слідує 45-річний Етап пілотної і промислової розробки, що складатиметься із низки Операцій з пілотної та промислової розробки. Програма робіт з пілотної розробки націлена на визначення найбільш продуктивних ділянок, або ключових зон, рівня початкових дебітів та оцінку однорідності планового розповсюдження газонасичених зон в межах Договірної ділянки. Програма робіт з пілотної розробки базується на результатах, отриманих на Етапі геологічного вивчення, які матимуть ключове значення при визначенні однієї або більше Ділянок пілотної розробки в межах Договірної ділянки. Кожна Ділянка пілотної розробки складається із майданчика кущового буріння, від якого пробурюється невелика кількість горизонтальних свердловин (як правило 3), з наступним проведенням гідророзриву та проведенням довготривалих виробничих випробувань свердловин з метою визначення тенденцій зміни дебіту свердловин у часі, що дасть можливість визначити приблизне значення коефіцієнту кінцевого вилучення (ПККВ) для кожної свердловини. Тестування різних способів закінчування свердловини дозволяє краще оцінити розміри газової зони що дренується свердловиною, будову системи тріщин та коефіцієнт віддачі.

Результати здійснення Програми робіт з пілотної розробки використовуються для визначення районів найвищої продуктивності та тих що мають найбільш сприятливу геологічну структуру. Ґрунтуючись на цих результатах, компанія "Шеврон" визначиться щодо економічної доцільності переходу до здійснення Операцій з промислової розробки на одній або більше площ, що входять до Договірної ділянки, в результаті чого буде побудовано низку майданчиків для кущового буріння, на яких може бути пробурено декілька Експлуатаційних свердловин.

Віднесення запасів до групи Доведених Видобувних відбувається як правило відповідно до наявної продуктивності, що визначається за результатами проведення довгострокових випробовувань свердловини (тривалістю не менше ніж 18 (вісімнадцять) Місяців).

Визначення Доведених Невидобувних Запасів (ДНЗ) для альтернативних місць розміщення свердловин потребує достатньої впевненості в тому, що ці місця розміщення будуть економічно продуктивними і що планове розповсюдження порід-колекторів є латерально безперервним між вже пробуреними свердловинами. В той час, коли з латеральною безперервністю розповсюдження порід-колекторів рідко виникають проблеми, значна мінливість величин початкового дебіту (ПД) та ПККВ окремих свердловин призводить до виникнення проблем з визначенням ДНЗ на відстанях більше однієї умовної одиниці відстані від видобувної свердловини. Для подолання такої проблеми необхідно пробурити достатню кількість свердловин (від 50 до 100) задля отримання статистично надійної інформації щодо економічного потенціалу нерозбурених ділянок.

Нижче на рис. 1 наводиться Розклад проведення робіт по Проекту розробки Олеської ділянки. По завершенню Етапу геологічного вивчення приймається рішення про перехід до здійснення Етапу пілотної та промислової розробки, ґрунтуючись на інформації отриманої із свердловин пробурених у ході Програми робіт з геологічного вивчення. Перші Пілотні свердловини будуть розміщені навколо найбільш перспективних розвідувальних свердловин, пробурених на Етапі геологічного вивчення. Такі майданчики кущового буріння Пілотних свердловин використовуватимуться для пошуку найбільш продуктивних або ключових ділянок, для наступного розміщення більших майданчиків для кущового буріння Експлуатаційних свердловин. Таким чином,

рівень ризику та витрат контролюватиметься вже до прийняття головного рішення про інвестування в розробку. Важливо відзначити, що в той час як низка майданчиків кущового буріння Пілотних свердловин буде споруджена в одній частині родовища, декілька майданчиків кущового буріння Експлуатаційних свердловин можуть споруджуватися у той самий час в іншій частині родовища, якщо на тій території вже існують пілотні свердловини.

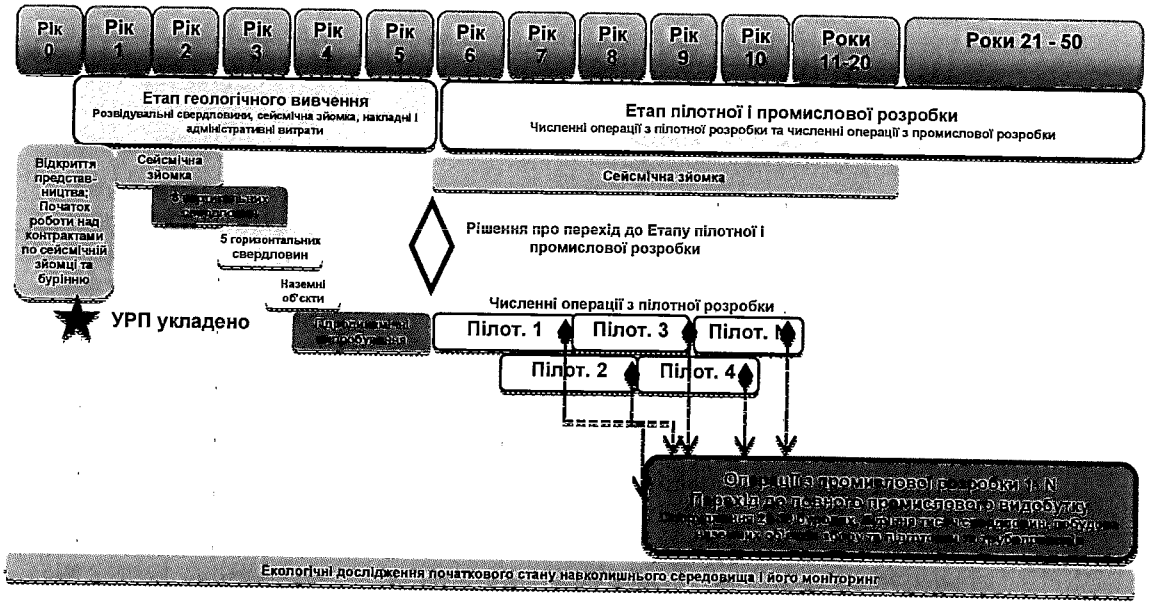


Рис. 1 Розклад проведення робіт по Проекту розробки Олеської ділянки

2. ЕТАП ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ

2.1 Існуючий контроль свердловин

До початку здійснення Програми робіт з геологічного вивчення, команда технічних спеціалістів збирає всі історичні геологічні дані для розробки моделі покладу та планування процесу отримання нових даних. Наявними є дані по 30 свердловинам що знаходяться у межах Договірної ділянки та в її безпосередній близькості, що в основному були пробурені в період з 1964 по 2006 роки. Ці свердловини, які були націлені на розкриття переважно Девонського та Кембрійського потенційних інтервалів, також досягли і покладів Силурійського періоду, і в деяких випадках керн було відібрано з потенційних інтервалів. Ці дані були вивчені у повному обсязі та інтегровані у масив даних сейсмічної розвідки, проведеної як компанією "Шеврон" так і її попередниками у минулому. Це було зроблено з метою побудови геологічної моделі для ранньої ідентифікації місць потенційного буріння розвідувальних свердловин та оптимізації Операцій з геологічного вивчення в межах ділянки.

З метою прискорення Програми робіт з геологічного вивчення для компанії "Шеврон" важливо отримати доступ до існуючих даних з Договірної Ділянки (таких як дані каротажу, відібраних зразків породи та флюїдів, палеонтологічних досліджень та дослідження материнської породи). На родовищі сланцевого газу Марселлус (Marcellus shale) в Пенсільванії, США, ретельний збір даних по вугільному пласту у межах басейну став дуже корисним для планування процесу геологічного вивчення. Такі дані можуть включати в себе структурні карти вугільного пласту, дані про місце

знаходження розломів, осей антиклінальних чи синклінальних складок, та дані про термічну зрілість або ступінь вуглефікації. Структурні карти вугільного пласту разом із поверхневими геологічними картами мали надзвичайно важливе значення при розробці родовища Марселлус для виявлення структур, які можуть включати у собі інтервали Силурійського періоду. Крім цього, структурні карти вугільного пласту забезпечують інформацію про наявність неоднорідності глибини пластів неглибокого залягання (наявність «ям»), що можуть становити потенційну загрозу при бурінні чи призвести до значного відхилення стовбуру свердловини, або допомогти ідентифікувати водоносні горизонти.

2.2 Існуючий сейсмічний контроль

Аналіз наявних геофізичних даних проводиться одночасно з геологічним вивченням. В межах Договірної ділянки та в безпосередній її близькості присутні близько 2500 одно-кілометрових регіональних та локальних сейсмопрофілів. Всі попередні сейсмічні дані були отримані Державним геофізичним підприємством "Укргеофізика" в період з 1962 по 2009 роки. Ці дані складаються з двохвимірних сейсмічних профілів різної новизни та якості.

Від державних органів необхідно отримати карти, на яких будуть відмічені всі існуючі сейсмічні профілі та місця розташування свердловин в межах Договірної ділянки, після чого проводитиметься контроль якості будь-яких наявних сейсмічних даних. Зазначені сейсмічні дані будуть використані для прискорення вибору місць розміщення перших розвідувальних свердловин, вибору місць додаткової сейсмічної зйомки та забезпечення додаткового структурного контролю. Хоча бажаною є наявність цифрових копій підсумованих сейсмічних профілів, їх паперові копії також є корисними. Такі паперові копії можуть бути відскановані або переведені з растрової графіки у векторну. На додаток до сейсмічних профілів, дані по їх висотних відмітках профілів будуть необхідні для проведення повторних обчислень статичного рівня для подальших розрахунків та моделювання. Проекції пунктів збудження на горизонтальному плані є також необхідними для здійснення робіт з картографування. Ці дані комбінуватимуться із геологічними шляхом використання будь-якої наявної швидкісної інформації. Отримані таким чином структурні карти будуть використовуватися для вибору місць найбільш придатних для початкового тестового буріння.

2.3 Отримання, обробка та інтерпретація даних сейсмічної розвідки

(A) Вступ

Для того щоб зрозуміти будову та геометрію пропластків породи під землею, створюється сітка з вертикальних двохвимірних сейсмічних профілів. Компанія "Шеврон" використовуватиме ті ж знання та підходи до проектування проведення та вибору параметрів сейсмічної зйомки, що і були використані у межах цієї самої структури на території Польщі та Румунії. Тестування параметрів зйомки проводитиметься до початку дослідження з метою визначення оптимальної конфігурації сейсмографа, виносу/довжини кабелю та вибору вібраційних чи вибухових джерел створення сейсмосигналу. Дослідження плануватиметься відповідно до наявних правил та вимог з охорони Навколишнього природного середовища. Дані, зібрані в процесі сейсмічного дослідження, оброблятимуться з використанням

методики, що поєднує в собі галузеві стандарти та власні технології компанії "Шеврон". Сейсмічні дані надають можливість візуалізації моделі геологічного середовища та швидкісної моделі, що переводить дані з часового у глибинний вимір для подальшого проектування свердловин.

Буде проведена програма сучасних сейсмічних спостережень 2D з великим виносом сукупною довжиною в 1500 км, що охоплюватиме всю Договірну ділянку. Це буде здійснено з метою відображення будови порід Палеозойського віку та конкретно цільових Силурійських відкладів. Дослідження буде використане для оцінки тектонічного заглиблення та меж розломів регіону з метою визначення ділянок, з відносною відсутністю розломів, які тому є придатними проектуванні та бурінні розвідувальних свердловин.

Обробка даних здійснюватиметься з використанням сучасного процесу обробки PSTM.

(B) Отримання даних сейсмічної зйомки

Буде розгорнуто широку програму досліджень з метою вибору таких параметрів зйомки, що забезпечать оптимальний рівень візуалізації ключових ділянок при найбільш ефективному промисловому впровадженні. Положення пунктів збудження та/або ліній спостереження будуть обрані в залежності від параметрів джерела, максимального виносу, кривизни та просторового розрішення. Будуть протестовані як вибухові так вібросейсмічні джерела, а також такі параметри, як глибина проникнення заряду, розмір заряду, кількість сейсмічних вібраторів, та характеристики розповсюдження. Всі вони будуть протестовані для визначення конфігурацій з найбільш оптимальним співвідношенням сигналу до шуму (S/N ~ С/Ш). Тестування та вибір оптимальних параметрів в ході проведених компанією "Шеврон" двохвимірних сейсмічних досліджень у Східній Європі в 2011 році, дозволило на 25% зменшити тривалість активної вібросейсмічної зйомки без погіршення якості візуалізації.

Програма проведення сейсмічного дослідження буде розпочата з дій по отриманню відповідних регуляторних дозволів та згоди власників земельних ділянок з метою отримання запланованих двохвимірних сейсмічних профілів. Після кінцевого затвердження параметрів джерела та приймача за результатами проведених тестувань, польова бригада проведе дослідження профілів та окреслить місця знаходження джерел та приймачів сигналу. Наступним стане етап буріння ям у які будуть закладені заряди, у випадку використання вибухового методу сейсморозвідки. Реєстрація сейсмічного сигналу здійснюється за допомогою відповідного сейсмічного джерела та серії приймачів.

Поверхневі дослідження зони малих швидкостей (ЗМШ) будуть здійснені для визначення статичних поправок даних отриманих на малих глибинах залягання, при цьому будуть також отримані гравіметричні дані як додатковий комплекс геофізичної інформації для подальшого включення в процес інтерпретації. Після завершення збору сейсмічних даних, розчищувальна бригада прибере будь-які залишки сейсмічного обладнання та маркувальних позначок з лінії

профілю з метою мінімізації будь-якого впливу проведених робіт на Навколишнє природне середовище. Із закінченням зйомки кожного із профілів, дані передаються на обробку підряднику для того, щоб обробка здійснювалась одночасно з проведенням зйомки. Таким чином, результати можуть бути отримані в максимально стислі строки в ході сейсморозвідки і додаткові коригування можуть бути внесені до параметрів зйомки у разі необхідності.

До початку буріння горизонтальної свердловини, на території навколо розвідувальної вертикальної свердловини може бути проведена трьохвимірна сейсморозвідка. Дані 3D розвідки збираються подібним чином до 2D розвідки, проте за щільнішого відносного розташування зарядів та приймачів, що дозволяє отримати повну тривимірну візуалізацію залягаючих нижче порід. Така детальна просторова інформація дає можливість скерувати стовбур горизонтальної свердловини у газонасичену зону і за допомогою телеметричної системи при бурінні утримувати його у ній. Побудований 3D сейсмокуб може бути використаний у майбутньому при визначенні природи та щільності розташування тріщин, їх просторової орієнтації, зон залягання порід більшої жорсткості – властивостей, кожна з яких є важливим фактором при проектуванні закінчування свердловин.

(C) Обробка даних сейсмічної зйомки

Обробка даних здійснюватиметься з використанням широкого сучасного процесу обробки. Ключовими аспектами послідовності обробки є компенсація цифрового шуму, статичні та залишкові статичні коригування, точний швидкісний аналіз, часова міграція до сумування (PSTM). Компенсація цифрового шуму відбувається у різних доменах з метою максимального зниження його рівня з одночасним збереженням основного сигналу. Корекція статичних поправок по рефрагованих хвилях проводиться з метою уточнення приповерхневої швидкості, що забезпечить покращення простежуваності та уточнення просторового положення об'єктів відбиття. Відбудеться тестування інших методів корекції статичних поправок, а залишкові статичні правки будуть використані для подальшого уточнення даних. Проведення точного швидкісного аналізу необхідне для вирівнювання сейсмічних профілів, покращення С/Ш показників, вирізнення первинної та сумарної енергії, а також для уточнення просторового положення коливань. За наявності точної швидкісної інформації та достатнього виносу, може бути використаний Родоновий Метод Перетворення з Високою Розподільчою Здатністю для моделювання та видалення багатократних сейсмічних хвиль, що можуть викривляти заміряні дані слабкіших первинних відображень. PSTM є більш надійним методом ніж ті, що базуються на міграції після сумування в тих випадках, де наявні комплексні структури та відхилення швидкостей у горизонтальному напрямку. PSTM в цьому випадку забезпечить набагато вищий рівень візуалізації за наявності сучасних вхідних даних. Додаткові етапи обробки включають в себе амплітудну поправку з урахуванням поверхневих умов, деконволюцію з урахуванням поверхневих умов та поправку відносно статичного рівня. Може виникнути потреба в обробці даних згасання випадкових шумів та даних часової міграції після сумування з метою покращення відношення сигналу до шуму (С/Ш). Можуть використовуватись такі передові методики обробки як

безперервний геологічно-обґрунтований швидкісний аналіз; аналіз та міграція анізотропних швидкостей; глибинна міграція до сумування (PSDM).

(D) Інтерпретація даних сейсмічної зйомки

Всі опрацьовані геофізичні дані будуть проаналізовані та інтерпретовані з використанням найсучасніших комп'ютерних програм та методик. Двохвимірна сейсмічна інтерпретація переважно спрямована на визначення структурної конфігурації відповідних стратиграфічних горизонтів та визначення місць знаходження основних розломів, які можуть ускладнити буріння горизонтальних свердловин, а також визначення менш виразних структурних характеристик, що можуть вплинути на буріння, закінчування та продуктивність свердловин. Інтерпретація масивів даних трьохвимірної сейсморозвідки, що були отримані в зонах навколо успішних Розвідувальних вертикальних свердловин, надає більш детальну картину будови покладу у безпосередній близькості до їх стовбуру. Це, в свою чергу, дозволяє здійснювати більш точний контроль телеметричних параметрів буріння горизонтальної секції свердловини, оптимізуючи її місцезнаходження в межах потенційного інтервалу сланцевої породи.

Отримана в результаті сейсмічних досліджень інформація буде інтегрована з інженерними даними та даними фізичних характеристик породи для оцінки геомеханічних якостей цільового горизонту, таких як напруження змикання тріщин та анізотропія напружень. Подальша інтеграція даних мікросейсмічних досліджень забезпечить можливість для точної оцінки обсягу зони впливу у межах породи.

2.4 Вибір майданчика для буріння свердловини

Свердловини сланцевого газу зазвичай проектуються для розкриття пластів сланцевої породи на глибині від 2 до 4 км від поверхні землі. Такі сланці у певний час у минулому перебували у вікні термальної зрілості сухого газу, а пізніше були підняті до теперішніх глибин. Географічним зонам, що демонструють такі характеристики і мають найякісніше сейсмічне відображення за відсутності розломів, віддається перевага при визначенні місць спорудження розвідувальних свердловин. Ці зони тоді вивчаються на предмет визначення таких характеристик поверхневого рельєфу як наявність міст, річок, озер та лісів, та розробляється карта початкового розміщення свердловин. Уточнення у карту можуть бути внесені відповідно до наявності вільного доступу до промислу та можливості розміщення рівномірної сітки рівновіддалених об'єктів в межах зони. Всі місця спорудження свердловин узгоджуються з місцевими органами влади та землевласниками перед тим, як подаються заявки на отримання дозволу на буріння.

2.5 Програма каротажу свердловини, відбору керна та зразків

(A) Вступ

Програма робіт з геологічного вивчення включає в себе методику збору даних, що поєднує у собі збір загальних параметрів породи з вертикальних свердловин з дослідженням продуктивності горизонтальних свердловин. Ключові параметри сланцевої породи

такі, як товщина, пористість, поровий тиск, природна тріщинуватість, крихкість породи та вміст вільного та абсорбованого газу, використовуються як вхідні дані для визначення початкових запасів газу в пласті (OGIP), наявні поля напруженості у межах породи та об'єм колектора породи, що піддається впливу/інтенсифікації. Визначення ключових свердловин для збору даних здійснюється з урахуванням як геологічного, так і географічного їх розподілу у межах покладу, з використанням наступних методик збору даних:

- Цілісного відбору керну, щільного відбору бокового керну та повного комплексу передових каротажних даних, що необхідні на найбільш ранніх стадіях з метою удосконалення петрофізичної моделі та підтвердження оцінки запасів газу у покладі.

- Дані вертикального сейсмічного профілювання (VSP) та акустичного каротажу необхідні як вхідні дані для вдосконалення сейсмічної інтерпретації та кількісного визначення утворення тріщин, полів напруженості та анізотропії.

- Компонентний аналіз газу та його ізотопів з ізо-сосудів дозволяє визначити відношення вільного до абсорбованого газу для ідентифікації перспективної зони у вертикальному розрізі та визначення місця знаходження вуглеводневої фази.

Першочерговою метою буріння вертикальних свердловин в період реалізації Програми робіт з геологічного вивчення є підтвердження наявності газоносного інтервалу та підтвердження його колекторських властивостей. За допомогою відбору керну з перспективних інтервалів у поєднанні з низкою високоякісних каротажних досліджень можуть бути прийняті рішення щодо проведення наступних випробовувань. Під час буріння наявний рівень газу у буровій рідині може служити ознакою виявлення газоносної ділянки. При бурінні також можливо провести вимірювання загального вмісту органічного вуглецю (ЗОВ, %). В зонах, які віддалені від свердловини, такі дані можуть бути зібрані для визначення інтервалів відбору керну при спорудженні відвідного стовбура свердловини. Подальші свердловини будуть використовувати стратографічну модель, отриману із початкової свердловини націлену на певний інтервал для відбору додаткових зразків керну. По закінчуванні вертикальної свердловини, у ній проводиться низка каротажних замірів, після чого свердловина консервується або її експлуатація призупиняється до її майбутнього використання під час операцій з гідравлічного розриву.

(B) Геофізичні дослідження свердловини

Програма робіт з геологічного вивчення сланцевих порід потребує проведення повного комплексу каротажних випробувань в необсадженій свердловині. Ці дослідження проводяться як у її вертикальному основному стовбурі, так і в горизонтальному її відгалуженні. Дані каротажу використовуються для обчислення початкових запасів газу, спорудження стратиграфічного об'єму, підтримки інтерпретації даних сейсмічної розвідки, визначення оптимальних інтервалів породи для розміщення горизонтального бокового відводу, ідентифікації природних тріщин та розробки

процедури гідророзриву. Значна кількість сучасних каротажних приладів також забезпечує повне трьохвимірне дослідження свердловини, що дозоляє отримати ключову інформацію про анізотропію порід. Для розвідувальних свердловин на родовищах сланцевих порід колекторів, типовими є такі типи каротажу:

- Спектральний гамма-каротаж
- Одночасне вимірювання Густинного, Нейтронного та Електрокаротажів
- Акустичний каротаж
- Елементна спектроскопія
- Ядерно-магнітний резонанс
- Мікрокаротаж
- Вертикальне сейсмічний профілювання (якщо застосовується)

(C) Зразки керну

Зразки керну піднімаються на поверхню і розподіляються між різними лабораторіями для проведення аналізу. Головною метою є визначення літології порід та наявності потенційного вмісту газу, їхніх механічних характеристик та пропускних властивостей. Склад породи визначається з використанням рентгенівської дифрактометрії, в результаті якої будується модель формування мінералів. Розрахований вміст глин може бути прив'язаний до придатності таких порід для гідророзриву. Модель хімічного складу може бути прив'язана до механічних характеристик породи, що визначаються з використанням випробувань на деформацію у трьох площинах досліджуваного керну та склерометричних пробах уздовж всієї довжини керну. Поєднання цих даних з даними високоякісних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) дозоляє визначити бар'єри поширення тріщин нижче та вище зони вивчення. Дані з Договірної ділянки та їхня інтерпретація порівнюються і зіставляються із даними глобальної бази даних компанії "Шеврон".

Кернові дані використовуються переважно для калібрування каротажу в необсадженій свердловині, проте вони також використовуються для кращого розуміння структури породи та розподілу органічного матеріалу, зокрема, на рівні найменшої величини пор. Крім цього, дані кернового аналізу надають оцінку проникності сланцевої породи, що може використовуватися для привілеювання високопотенційних ділянок проведення запропонованих робіт з пілотної розробки. Дані по проникності, отримані за допомогою лабораторних досліджень, не завжди вказують на фактичну проникність у пластових умовах, що натомість визначатиме продуктивність свердловини, особливо за наявності природних тріщин. Альтернативні оцінки фактичної проникності можна отримати шляхом проведення довгострокових випробовувань свердловини та аналізу кривих відновлення тиску (PTA). Такі оцінки проникності можуть порівнюватися з тими, що

були отримані в результаті кернового аналізу. Керновий аналіз також використовується при розробці процедури гідророзриву, зосереджуючись на визначенні механічних характеристиках породи та чутливості до властивостей рідин та флюїдів. Ця інформація може поєднуватися з моделюванням тріщин, сформованих із застосуванням гідророзриву та використовуватися для оптимізації проекту програм завершення горизонтальних свердловин. Типовий керновий аналіз, що проводиться на свердловинах сланцевих колекторів може включати наступне:

- Звичайний керновий аналіз (в тому числі стандартну петрофізичну оцінку відносної інтенсивності гама-каротажу сланцевої породи)
- Загальний та мінералогічний аналіз властивостей сланцевої породи
- Геохімічний аналіз
- Аналіз механіки гірських порід
- Проникнення пропанту
- Чутливість розчину для гідророзриву/закінчування свердловини (наприклад, випробовування лінійного ущільнення)

Здатність сланцевої породи зберігати газ залежить від наявності порожнин, де може бути затисненим вільний газ, та кількості органічної речовини, в якій може знаходитися абсорбований газ. Газ також може бути абсорбований поверхнею мінеральних зерен породи. Газ, зібраний під час проведення досліджень десорбції зразків керну, може бути використаний для оцінки кількості наявного адсорбованого газу. Ці дані мають бути скориговані для врахування втрат, що мали місце в ході просування керну на поверхню.

Пористість породи-матриці вимірюється шляхом порівняння її загальної густини з мінеральною густиною та їх калібрування даними ГДС і підтверджується за допомогою перегляду результатів електронної мікроскопії та зображень іонно-променевого розсіювання у поровому просторі. Вимірювання проникності породи проводиться з використанням зразків керну шляхом нагнітання в них ртуті; проте, порода-матриця часто є дуже щільною і потребує використання методу згасання імпульсу тиску гелієм для визначення провідності породи-матриці. Також необхідно враховувати пошкодження, що завдаються керну в ході його відбору, підняття на поверхню та транспортування до лабораторії. Додатково слід звернути увагу на можливу наявність мікротріщин, які штучно збільшують проникність.

Якщо керновий аналіз зразків газу підтверджує наявність газонасичених крихких сланцевих інтервалів товщиною понад 20 м, з відсотковим відношенням ЗОВ більше 2%, реалізація проекту може перейти на стадію випробування гідророзриву.

2.6 Закінчування та довгострокове випробовування свердловин

(A) Вступ

Типи проектування свердловини та схеми її закінчування можуть значно різнитися в ході здійснення різних видів робіт. Ряд різноманітних досліджень проводиться Оператором для визначення найбільш оптимального способу буріння зростаючої кількості свердловин протягом здійснення проекту розробки. Незначна кількість вертикальних свердловин (одна або дві) можуть проходити такі випробовування як випробування на динамічну стійкість породи (DFIT) або одноступеневий гідророзрив сланцевої породи, тоді як усі горизонтальні свердловини можуть використовуватися для гідророзриву. У горизонтальних свердловинах пробурених на ранніх стадіях розробки, основна увага зосереджується на газовіддачі, а не на його видобутку. Не дивлячи на те, що ці ранні горизонтальні свердловини можуть демонструвати менш високі економічні показники, їх спорудження має важливе значення для визначення розміру дренажної площі, ефективності гідророзриву та кінцевої ресурсовіддачі.

(B) Закінчування свердловини

Під час геологічного вивчення сланцевих покладах, як правило проводиться обмежена кількість випробовувань вертикальних свердловин до початку буріння та закінчування першого горизонтального бокового відводу із здійсненням багатократного гідророзриву. На відміну від багаторівневих горизонтальних свердловин з проведеним гідророзривом, стовбур вертикальної свердловини пропонує більш контрольоване середовище для здійснення ізольованих вертикальних вимірювань, оцінки закриття тріщин, тиску гідророзриву, та досліджень власне припливу. Вони також створюють унікальну можливість для визначення характеристик геометрії тріщин утворених в результаті ГРП (висоти та довжини) з використанням аналізу кривих відновлення тиску та радіоактивних індикаторів. Такі випробовування не можуть бути здійснені в горизонтальних свердловинах без значних зусиль і повинні бути проведені на незначній кількості свердловин до початку програми горизонтального буріння. Спочатку проводяться випробовування на динамічну стійкість породи. Це випробовування включає в себе закачування від 10 до 100 барелів рідини в пласт та вимірювання довгострокового падіння тиску; це забезпечує найбільш надійний метод вимірювання фактичної проникності у пластових умовах. Після цього свердловина може використовуватися повторно одноступеневого закінчування перспективної зони. Це дозволить провести оцінку сумісності хімічних властивостей рідини у порівнянні із пластовою водою, міцності пропанту та швидкості закачування. Отриманий візерунок тріщин може бути виміряно за допомогою методів ГДС, що дасть можливість оцінити локальне поле напруженості для визначення азимуту наступного випробування горизонтальної секції свердловини.

В ході виконання робіт з гідророзриву, закачані обсяги рідини, швидкість та тиск нагнітання, концентрація пропанту, обсяги пропанту та рідинні добавки мають фіксуватися в цифровому форматі. Запис даних з високою розподільчою здатністю (щохвилинний) пізніше може бути прокалібрований за допомогою наявного 2D і 3D

програмного забезпечення з моделювання тріщин в результаті проведення гідророзриву, такого як MFrac або FracPro. Ці інструменти дозволяють моделювати геометрію утворених тріщин для визначення характеристик свердловин, резервуару та закінчення свердловин. Всі дані про відповідні механічні характеристики породи, що були отримані з кернів та каротажів також використовуються для калібрування такої моделі. Процес калібрування моделі чистих значень тиску, що були зафіксовані в ході проведення робіт з гідророзриву, дозволяє оцінити геометрію утворених тріщин та їхньої провідності, що може бути потім інтегрована з масивом мікросейсмічних даних, даних відновлення тиску та проведених довгострокових випробовувань свердловини.

Результати, отримані з ранніх свердловин, в поєднанні з даними розвитку загальної структури, що вивчається, дозволять компанії "**Шеврон**" розробити оптимальну програму обробки горизонтальних свердловин, в тому числі вибір компонентного складу рідин, графік та об'єм поставок пропанту та графік нагнітання. Кожна із стадій ГРП проводиться незалежно одна від одної, і по завершенні обробки пласта у свердловині проводять зворотню прокачку та вона промивається. Вся відкачана вода зберігається в резервуарах-відстійних на поверхні і проходить відповідну обробку. Більша частина води може бути використана повторно в ході здійснення наступних операцій, а будь-які тверді відходи утилізуються на відповідних очисних об'єктах відповідно до міжнародних стандартів. Як тільки закінчується відкачка рідини гідророзриву, наявний у пласті газ починає підніматися на поверхню. Дебіт вимірюється за певний період часу. Чим довшим є період видобутку, тим точніші будуть обчислення швидкості падіння дебіту газу, що використовуються для визначення приблизного коефіцієнта кінцевого вилучення.

Метод мікросейсмічних досліджень надає можливість для вирізнення сейсмічних коливань в ході проведення інтенсифікації методом гідророзриву пласта. Такі глибинні заміри можуть інтерпретуватися для визначення розмірів (довжини, висоти та азимуту) створеної 3D мережі розміщення тріщин при ГРП. Ефективність процесу обробки пласта методом гідророзриву може визначатися за допомогою мікросейсмічного зондування. Чутливі сейсмоприймачі розміщуються якомога ближче до горизонтального стовбуру свердловини для визначення мікросейсмічних характеристик в результаті утворення мережі тріщин. В Північній Америці це забезпечується шляхом опускання обладнання в сусідню вертикальну свердловину, оскільки щільність розміщення свердловин є дуже високою. В Центральній Європі буде використовуватися зондування за допомогою неглибоких свердловин пробурених в ході здійснення програм робіт з геологічного вивчення та пілотної розробки. Сейсмоприймачі опускаються на приблизно 100 метрову глибину у неглибоких свердловинах, пробурених зі змонтованої на вантажний автомобіль бурової установки. Таким чином нейтралізується вплив поверхневого шуму (в наслідок людської діяльності) та здійснюються виміри протяжності мережі тріщин, величини притоку газу та об'єму зони впливу на пласт. Мікросейсмічні дослідження наразі не можуть забезпечити оцінку "ефективної" будови тріщин у яких відбувається фільтрація газу та дренується пласт. Визначення ефективної будови тріщин є найбільш важливим завданням при прийнятті рішень щодо щільності

розміщення свердловин. Новий підхід до цієї технології – це проведення "пасивного" мікросейсмічного дослідження, яке наразі перебуває на стадії розробки і дозволить визначати властивості системи дренажних районів навколо кожної горизонтальної свердловини.

Перед проведенням випробовувань свердловин або видобутку із них, проводиться оцінка початкового пластового тиску, оскільки саме на ньому ґрунтуються всі інші обчислення запасів або ресурсів так як і власне саме моделювання, в тому числі обчислення початкових запасів газу та оцінки зменшення вибійного тиску в ході досліджень на приплив. Використання ваги бурового розчину в якості індикатора порового тиску є неприпустимим у даному випадку. Сланці як правило характеризуються діапазоном проникностей від мікро- до нано-Дарсі, отже використання ваги бурового розчину, як індикатора, призведе до недооцінки величини початкового пластового тиску. Більш прийнятним методом є проведення короткого діагностичного дослідження приймальних властивостей тріщин на нагнітання (DFIT) або здійснення міні-ГРП в горизонтальній або вертикальній свердловині. Таке випробовування на нагнітання може також надати оцінку фактичної проникності у пластових умовах до проведення стимулювання ГРП, що є іншим ключовим параметром оцінки потенціалу розробки конкретної ділянки. Така оцінка фактичної проникності у пластових умовах і до проведення ГРП, може бути співставлена не лише з проникністю, що була визначена на основі кернового аналізу, але також з оцінкою проникності після проведення гідророзриву на основі довгострокових випробувань свердловини та аналізу кривих відновлення тиску.

(C) Промивка та короткотривалі гідродинамічні випробовування свердловин

Початковий період промивки свердловини по завершенню проведення ГРП, слугує першим індикатором її довгострокової видобувної здатності. Процедура та стратегія промивки мають бути визначені до проведення гідророзриву, при цьому передбачається дотримання конкретно визначеної процедури. Належне розуміння факторів, що потенційно можуть зашкодити довготривалій видобувній здатності свердловини, є дуже важливим. Якщо видобуток із свердловини відбуватиметься занадто агресивно (за високого перепаду тиску), може відбуватися руйнація, проникнення або вимивання пропанту на поверхню, що може призвести до завдання довгострокової непоправної шкоди розкритим тріщинам та видобувному потенціалу свердловини. Якщо видобуток із свердловини є дуже повільним (за низького перепаду тиску), може відбуватися нагромадження рідини, що призведе до неналежної оцінки видобувного потенціалу свердловини. Необхідно провести лабораторні дослідження усього керну. Вимірювання величин проникнення пропанту та його провідності, як функцій тиску масиву гірських порід, мають бути проведені для визначення границь перепаду тиску при проведенні процедури промивки з метою уникнення довгострокових пошкоджень продуктивної зони пласта. Для обчислення точного перепаду тиску необхідно знати початковий пластовий тиск.

Під час промивки, свердловина повинна бути підведена до трьохфазного сепаратора (як постійного, так і тимчасового) та об'єми всіх видобутих флюїдів (нафти, конденсату, газу, води) мають фіксуватися погодинно. Крім цього, щогодинне фіксування величини вибійного тиску при видобутку повинне відбуватися на ряду із записом величини дебіту. Перевага віддається прямим замірам вибійного тиску при видобутку на абсолютній вертикальній глибині від рівня моря (TVD) продуктивного інтервалу за допомогою постійних або тимчасових кварцевих манометрів високої точності. Хоча, за відсутності глибинних манометрів, тиск на виході із свердловини (як на усті так і тиск обсадної колони) над місцем розташування фіксованої або регульованої втулки повинен теж записуватися погодинно. Такі поверхневі тиски можуть бути використаний для розрахунку тиску на вибої свердловини використовуючи прийняте чи розраховане значення динамічного градієнту (градієнту тиску в процесі видобутку). У найкращому випадку очікується зняття замірів як вибійного так і тиску на усті свердловини. Кварцевий манометр високої точності може використовуватися для заміру тиску на усті свердловини, включно із будь-якими періодами зупинки свердловини, де записуватимуться дані кривої відновлення тиску.

Немає визначеного правила щодо тривалості періоду первинної промивки свердловини, але мінімальна тривалість у 2-4 тижні рекомендується з метою забезпечення достатнього часу для вимиву більшості рідини гідророзриву та для стабілізації системи. Протягом перших двох тижнів відношення вмісту видобутих рідин різко змінюються, а свердловина все ще "промивається". Ці умови не підходять для оцінки довгострокової продуктивності свердловин. Початковий потенціал (ПП) свердловини може бути визначений під час початкової промивки. При звітуванні, величина ПП подається разом із тиском притоку (на усті чи на вибої). Сам по собі ПП (за відсутності інформації щодо асоційованого тиску) загалом не є належним показником потенціалу свердловини (що розкриває сланцеві поклади) або її коефіцієнту кінцевого ресурсовилучення.

(D) Довготривалі гідродинамічні випробовування свердловин

Процес моніторингу довготривалого видобутку має багато спільного з початковою процедурою промивки. Можуть фіксуватися погодинні показники дебетів та тисків, проте це не є обов'язковим. Середні щоденні дебіти та середні значення тиску (бажано як на усті так і на вибої свердловини) можуть реєструватися в цілях довгострокового моніторингу видобутку. Для свердловин сланцевих покладів газу не існує встановленої "довгостроковості" у виборі тривалості проведення досліджень. Існує велика кількість факторів, які можуть визначати тривалість проведення довгострокового випробовування свердловини. До ключових факторів належать не лише властивості сланцевих порід колекторів (наприклад, проникність), що є ключовим параметром, але і характеристики тріщин утворених в результаті гідророзриву (наприклад, проникності тріщин), але також і загальна мета та ціль здійснення конкретного випробовування свердловини. Як правило, горизонтальні свердловини сланцевого газу з багатократним гідророзривом мають проходити гідродинамічне випробування

протягом принаймні 18 місяців для приблизного вимірювання коефіцієнту кінцевої віддачі (ККВ).

Довготривалі випробовування свердловин, як правило, використовуються для:

- Визначення зміни дебіту свердловини у часі. Ці дані можуть використовуватися у процесі емпіричного аналізу кривих падіння видобутку (DCA) для визначення ККВ
- Визначення трендів у співвідношенні дебіту та тиску, що може використовуватися для побудови діагностичних графіків та проведення Аналізу кривих зміни дебіту (RTA)
- Визначення продуктивності та/або пропускної спроможності свердловини;
- Визначення присутності і величини скін-ефекту
- Визначення режиму фільтрації (лінійний, радіальний, нестаціонарний потік, потік у присутності границь фільтрації)
- Визначення властивостей колекторів (проникності) та характеристик тріщин утворених в результаті проведення гідророзриву (площі поверхні, пів-довжини, провідності)
- Визначення обмежень роботи свердловини, що можуть означати потребу переходу на механізовані методи видобутку, необхідності внесення змін до проектування конструкції свердловини або програм хімічної обробки пласта
- Обчислення фактичного об'єму зони дренування свердловини (об'єму початкових запасів газу) та площі цієї дренажної зони (в акрах)

Довготривалі гідродинамічні випробування, що проводяться в рамках Програми робіт геологічного вивчення, спрямовані на визначення здатності видобутку газу та параметрів фільтрації, та зосереджуються на визначенні параметрів та режимів роботи свердловин, що були перераховані вище. Проте, їх метою не є визначення чи класифікація запасів газу.

(E) Геофізичні дослідження експлуатаційних свердловин

Горизонтальні свердловини, в яких було проведено багатократний гідророзрив (свердловини MFHW), характеризуються великою кількістю параметрів, які одночасно впливають на видобуток із цих свердловин. Нажаль немає конкретного методу розділу і відокремлення їх індивідуальних впливів для виконання більш чіткого аналізу. Приблизно 50 перфорованих інтервалів на відстані 50-100 футів один від одного є характерними показниками типової горизонтальної свердловин, що розробляє поклади сланцевого газу, кожен з цих інтервалів з характерною довжиною і висотою поширення, провідністю та продуктивністю тріщин. Існують

буквально сотні динамічних змінних, які одночасно взаємодіють між собою та впливають на видобуток газу на поверхні. Для кращого розуміння складностей цього процесу, в горизонтальній свердловині використовується вертикальне профілювання притоку (PLT). Проводиться запис показників для води та газу на кожній стадії гідророзриву та/або у перфорованих інтервалах. Отриманий в результаті профіль видобутку використовується разом з мікросейсмічними даними, а також у процесі аналітичного/чисельного гідродинамічного моделювання. Модель довгострокового випробовування свердловини тоді стає більш узгодженою із реальними даними і веде до більш точного прогнозуванням запасів та оцінки зон дренування. Вибір типу геофізичних досліджень в експлуатаційних свердловинах та тестового обладнання має важливе значення при дослідженні горизонтальних свердловин з огляду на наявність рідинних пасток та нагромадження флюїдів, та можливих фазових переходів (фазової сепарації) у горизонтальних секціях свердловин.

(F) Випробовування свердловин шляхом аналізу кривих відновлення тиску

Аналіз кривих зміни дебіту по відношенню до тиску (RTA) з використанням лише поверхневих дебітів та тисків при видобутку, робить можливим розрахунок властивості як порід колекторів так і утворених тріщин, а також обсягів дренажних зон (зон матеріального балансу) без потреби зупинки свердловини. Проте, такі методики аналізу ніяк не замінюють класичні методи аналізу кривих відновлення тиску (PTA), що широко використовуються на традиційних газових родовищах. Криві відновлення тиску записуються за високої розподільчої здатності (посекундно), тоді як криві зміни дебіту по відношенню до тиску потребують значно меншої розподільчої здатності (погодинні або денні заміри). Отож, використання методу аналізу кривих відновлення тиску забезпечує можливість точнішої оцінки та аналізу фільтраційних властивостей тріщин у привибійній зоні свердловини. Метод аналізу кривих відновлення тиску також є корисним доповненням до результатів аналізу кривих зміни дебіту по відношенню до тиску. Побудова та калібрування моделі довготривалого дослідження свердловини є можливим на базі результатів аналізу кривих зміни дебіту по відношенню до тиску. Однак, ця модель може не підійти для моделювання процесу відновлення тиску, що вказуватиме на необхідність використання іншої моделі продуктивного пласта. У разі застосування правильних гідродинамічних моделей, модель продуктивного пласта та обробленої ГРП горизонтальної свердловини має коректно моделювати як довгострокові показники видобутку із свердловини так і показники відновлення тиску. Показники відновлення тиску забезпечують додатковий рівень контролю якості моделі, що використовується для аналізу зміни дебіту по відношенню до тиску.

3. ЕТАП ПІЛОТНОЇ ТА ПРОМИСЛОВОЇ РОЗРОБКИ

3.1 Програма робіт з пілотної розробки

Наступний етап буріння визначатиметься в результаті ранжування зон проведення робіт з геологічного вивчення в межах Договірної ділянки, на основі попередніх результатів вивчення свердловин. Використання мікросейсміки для вивчення місця розташування тріщин та розгляд різноманітних методик закінчування свердловин є ключовими факторами при визначенні об'єму покладу, що підпадає під вплив ГРП, дренажної зони, розташування мережі тріщин, та коефіцієнту ресурсовилучення. Тестування свердловин на видобуток та можливість відводу та спалювання газу на промислі, може надати цінну інформацію для прийняття рішення щодо інвестування у конструювання об'єктів переробки та транспортування (трубопроводів) на промислі. Якщо початкові роботи по стимулюванню горизонтальних свердловин будуть успішними, наступним кроком може бути здійснення Програми робіт з пілотної розробки. Невелика кількість горизонтальних стовбурів свердловин (зазвичай 3) пробурюється із одного майданчика кущового буріння і на кожній з них виконується багатоступеневий гідророзрив, у послідовності зазначеній вище. Наступним кроком буде проведення довготривалих гідродинамічних досліджень свердловин. Необхідним на цьому етапі є забезпечення наявності сепаратора в межах майданчику кущового буріння, та доступу до газорозподільної систем або відводу на факельне спалювання для утилізації газу. Більш тривалі гідродинамічні випробовування свердловини дозволять провести оцінку діапазону початкових дебітів, темпів зменшення обсягів видобутку та значень коефіцієнтів кінцевого ресурсовилучення. Цей процес може бути проведений на інших успішних/перспективних площах в межах Договірної ділянки для визначення стабільності. Отримані на цьому етапі дані будуть використані для оцінки можливостей видобування газу з Договірної ділянки та визначення економічної доцільності переходу до здійснення Програми робіт з промислової розробки.

Програми робіт з пілотної розробки зосереджуються на оптимізації конструкцій свердловин та розробці плану робіт на промислі та промислових об'єктів збору та підготовки продукції, що призведе до більш ефективних та економічно-доцільних масштабних програм робіт з промислової розробки. Програма робіт з промислової розробки не може бути належним чином здійснене без інформації, зібраної в період проведення робіт з геологічного вивчення та наявної кількості робіт з пілотної розробки. Задля уникнення недооцінки потенціалу порід-колекторів та переоцінки вимог щодо кінцевої конфігурації конструкції свердловин, інформація щодо відповідних планових ключових зон та ключових зон у межах сланцевих порід колекторів, а також інформація щодо відповідних конструкцій свердловин є необхідними на ранніх стадіях промислової розробки. Зважаючи на наявність значних невизначеностей та відносно високу вартість спорудження свердловин, при визначенні Ділянки пілотної розробки слід зосереджуватися на ефективності впроваджених заходів на найбільш прибуткових ділянках.

В ході здійснення Програми робіт з пілотної розробки, петротехнічна команда зосереджує свою увагу на вивченні перерозподілу ресурсів та запасів, визначенні петрофізичіних характеристик порід покладу, та кількісній оцінці ключових параметрів, що впливають на роботу свердловин. Оцінка ресурсів загалом полягає в статичних обчисленнях початкових запасів газу в пласті з використанням інформації з каротажу необсаджених свердловин, суцільного керну та випробувань приймальних властивостей продуктивного інтервалу, що надають можливість визначення початкового пластового тиску. Обчислені початкові запаси газу в пласті можуть включати в себе обсяги як вільного, так і абсорбованого газу. З іншого боку, оцінка запасів може бути здійснена за

допомогою статичних або динамічних обчислень в залежності від наявності інформації та рівня точності, що необхідний для проведення аналізу. Для статичної оцінки запасів діапазон значень коефіцієнта газовіддачі застосовується у комбінації з величиною початкових запасів газу. Такі значення коефіцієнтів газовіддачі, за відсутності реальних даних розробки з ділянки, що розробляється, зазвичай отримуються від родовищ-аналогів. Для динамічної оцінки запасів використовуються відповідні комп'ютерні гідродинамічні моделі, що розраховують величину економічно-доцільних дебітів; проте, такі методики аналітичного та/або числового моделювання потребують значно більшого обсягу інформації, такої як проникність, характеристики тріщин створених у результаті ГРП та даних тисків на вибої та усті свердловин при активному видобутку газу.

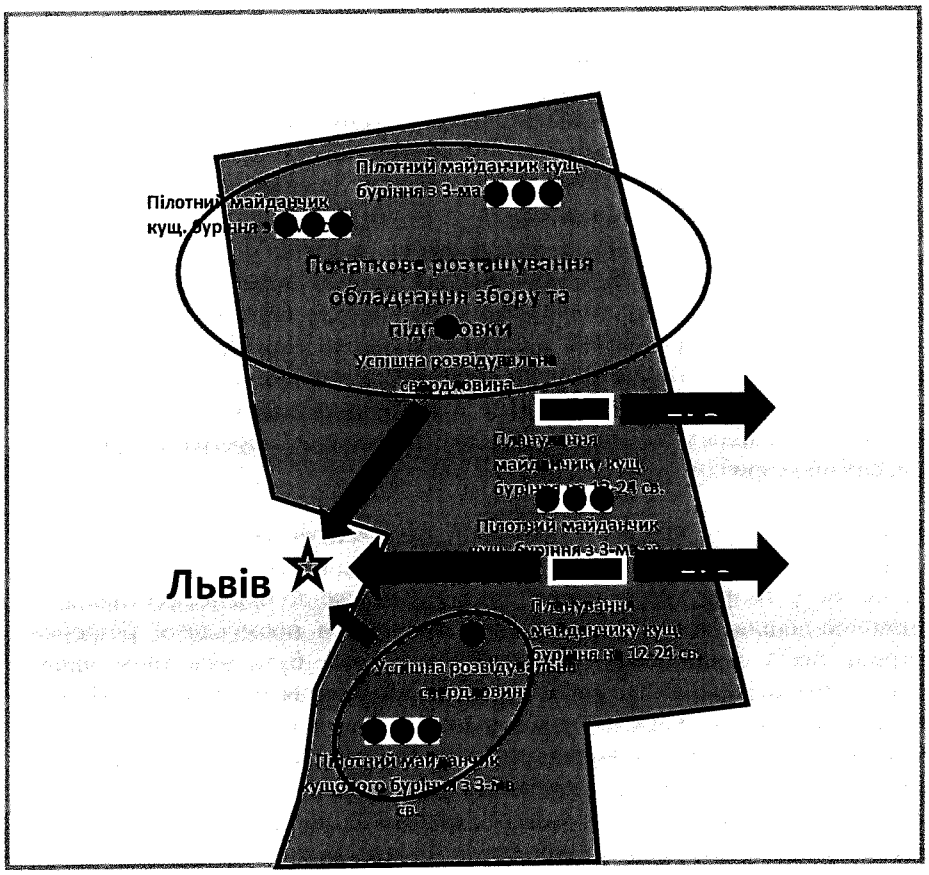


Рис. 2 Приклад поетапної пілотної розробки, після якої проводиться комплексна промислова розробка, Північна частина Олеської ділянки

Рис. 2 схематично ілюструє, як можуть виглядати Програми робіт з пілотної розробки в північній частині Договірної ділянки. Окремими червоними кульками відмічено місця розташування горизонтальних свердловин, в яких була відмічена прийнятна величина присутності газу в ході проведених вивчення реалізації Програми робіт з геологічного вивчення. З таких свердловин буде здійснюватися видобуток протягом провадження пілотної та промислової розробки. Тестові об'єкти видобутку (три майданчика кущового буріння позначені на Рис. 2 жовтими прямокутниками із трьома розміщеними на них червоними кульками) розміщуватимуться поблизу продуктивних/успішних розвідувальних свердловин. Всі ці

свердловини є горизонтальними, з проведенням багатоступеневого гідророзриву у сланцевих колекторах порід Силурійського періоду. Як правило буде використано декілька бурових установок та установок для облаштування та гідророзриву свердловин. Після цього облаштовані свердловини підключаються до системи газопроводів та піддаються довготривалим гідродинамічним випробовуванням. Ці свердловини матимуть можливість використовувати спільні водні ресурси, а після початку видобутку вони можуть використовувати спільні поверхневі промислові потужності збору та підготовки продукції. Моніторинг дебіту свердловин та видобутих обсягів проводиться одночасно з бурінням наступних пілотних ділянок кущового буріння. Виконується також і додаткова сейсморозвідка для вибору місць розташування бурових майданчиків. Такі сейсмічні дані можуть бути як двох- так і трьохвимірними в залежності від відповідних геологічних умов.

(A) Довготривалі випробовування свердловин

Категорія Доведених Освоюваних Добувних Запасів (ДОДЗ) в сланцевих газонасичених породах в основному присвоюються шляхом використання методів експлуатаційних характеристик. Таким чином, лише після проведення довгострокового випробовування свердловини (не менше 18 місяців) може бути проведена оцінка запасів шляхом використання методів описаних нижче.

Визначення Доведених Невидобувних Запасів (ДНЗ) для альтернативних місць розміщення свердловин потребує достатньої впевненості в тому, що ці місця розміщення будуть економічно продуктивними і що планове розповсюдження порід-колекторів є латерально безперервним між вже пробуреними свердловинами. В той час, коли з латеральною безперервністю розповсюдження порід-колекторів рідко виникають проблеми, значна мінливість величин початкового дебіту (ПД) та ПККВ окремих свердловин призводить до виникнення проблем з визначенням ДНЗ на відстанях більше однієї умовної одиниці відстані від видобувної свердловини. Для подолання такої проблеми необхідно пробурити достатню кількість свердловин, щоб підтвердити, що ділянки нерозбурених свердловин є економічно обґрунтованими. Нещодавнє дослідження Товариства інженерів з оцінки палива зазначає, що, задля отримання статистично надійного підтвердження цього, необхідно пробурити щонайменше 50-100 свердловин.

Родовища нетрадиційного сланцевого газу – це справжній виклик здатності інженерів-розробників надати точну оцінку запасів, виходячи з обмеженої інформації про видобуток (менше ніж за період у 2 роки). Через дуже низьку проникність сланцевих порід та надзвичайно велику площу поверхні тріщин утворених в результаті стимуляції свердловин, такі свердловини залишаються в режимі лінійного неусталеного потоку протягом тривалого періоду часу, а в деяких випадках - протягом багатьох років. Неусталений потік вказує на те, що дренажний об'єм навколо свердловини продовжує збільшуватися з часом, що значно ускладнює процес прогнозування величини кінцевого газовилучення за таких умов. Теоретично дренажний об'єм свердловини, як і кінцевий коефіцієнт газовилучення, не можуть (і не повинні) прогнозуватися, поки не буде досягнуто більш усталеного режиму фільтрації у пласті. Крім цього, в результаті наявності середовища з низькою проникністю не можуть бути використані стандартні методи матеріального балансу та методи оцінки покладів газу (як до прикладу P/Z аналізу).

Однак, сучасні обчислювальні технології дозволяють інженерам-розробникам виходити за рамки спрощених методик прогнозування запасів з використанням традиційного аналізу кривої зниження видобутку та інших методів проектування запасів традиційних газів. Сучасні методи аналізу продуктивності покладів сланцевого газу поділяються на три категорії:

(1) Емпіричні методи

Емпіричні методи використовують такі аналоги, як інформацію сусідніх свердловин для побудови графіків зміни дебіту у часі з метою оцінки коефіцієнту кінцевого газовилучення (ККГВ). Традиційно, рівняння виснаження пласту за Арпсом в його експонентній, гіперболічній або гармонічній формі використовувалися для проведення традиційного аналізу кривої виснаження. Розроблені були також і інші методики для оцінки ККГВ сланцевого газу за наявності обмеженої кількості даних видобутку, до них належать Модифікований Гіперболічний Метод, метод Розгорнутої Експонентної функції Валко та методу Дуонга (Modified Hyperbolic, Valko Stretched Exponential and the Duong Method). Всі ці емпіричні методи ігнорують властивості пластів колекторів та тріщин гідророзриву, що мають прямий вплив на величину видобутку.

(2) Аналітичні методи

Методи аналітичного прогнозування використовують прямий однофазний розв'язок для рівняння дифузії (Закон Дарсі) при комп'ютерному моделюванні розробки покладу за таких вхідних параметрів, як початковий пластовий тиск, його товщина, проникність, провідність тріщин гідророзриву, тощо. Ці методи базуються на фізичних характеристиках потоку і є більш конкретними, аніж наближені емпіричні методи. Оскільки вони ґрунтуються на фізичних характеристиках, такі методи потребують більший масив вхідних даних про будову та властивості порід колекторів. Математичний підхід та розрахунки за цими методами проводяться таким же чином як і при аналізі кривих відновлення тиску (РТА). Методи аналізу кривих відновлення тиску спочатку були створені за умов постійного дебіту та змінних тисків. Однак, методи аналізу видобутку спочатку створювалися за умов постійно тиску та змінних дебітів. За аналогією з методом аналізу кривих відновлення тиску, ці аналітичні методи пропонують два підходи до аналізу даних довгострокових випробовувань свердловин:

- Діагностичні Теоретичні криві у відносних одиницях (також зазначаються як Аналіз кривих відновлення видобутку або Досконалий Аналіз Продуктивності)
- Аналітичне моделювання

Зразки теоретичних аналогових кривих пропонують швидкий метод використання даних по дебітам та тискам, для визначення початкових запасів газу, коефіцієнту продуктивності свердловини, величини скін-ефекту, режимів фільтрації, оцінки

ефективності проведення ГРП та таких колекторських властивостей, як проникність. Типовим графіком для проведення аналізу видобутку із сланцевих покладів газу є графік залежності величини видобутку від квадрантного кореня часу, що використовується для ідентифікації наявності лінійного потоку, визначення ступеню явного забруднення пласта (скін-ефекту) та обчислення значення добутку коефіцієнту А та квадратного кореню (k) в рівнянні лінійного неусталеного потоку.

Аналітичне моделювання може використовуватися для калібрування моделі до значень виміряних тисків та дебітів, потім для прогнозування економічно-доцільного рівня дебітів та для визначення значення ККГВ. Розрахований ККГВ зіставляється із діапазоном значень ККГВ, що були отримані за допомогою емпіричних методів, тим самим надаючи альтернативну оцінку запасів для конкретної свердловини.

(3) Числові методи

Методи числового моделювання пропонуються навіть ще вищий ступінь точності при аналізі даних довгострокового випробовування свердловини прогнозування запасів. Оскільки метод моделювання продуктивного пласту є числовим, це дає можливість провести моделювання розрахунку багатофазової фільтрації (нафта, вода та газ) у складних дренажних умовах. Тим не менш, для проведення такого моделювання необхідно отримати більше інформації, в тому числі кривих відносних проникностей газо-нафтових та газо-водяних систем. Зазвичай, ця інформація не є доступною для свердловин сланцевого газу.

3.2 Програма робіт з промислової розробки

Ділянка промислової розробки вважається успішною та перспективною, якщо норми видобування та оцінені ККГВ дають впевненість щодо рентабельності повного освоєння ділянки, ідентифікованої на етапі пілотної розробки. При наявності таких умов усі зібрані сейсмічні дані, дані про свердловину та дані видобутку, отримані в ході здійснення Програми робіт з пілотної розробки, використовуються для вибору ділянки (ділянок) з найкращими показниками видобутку та найбільш сприятливою геологічною будовою для розміщення майданчиків кущового буріння свердловин Промислової Розробки (ключових зон).

Майданчиками Промислової Розробки вважатимуться такі майданчики, де будуть зосереджені більш габаритні об'єкти поверхневої інфраструктури (збору та підготовки), та з яких може бути пробурено від 8 до 24 свердловин в межах незначної площі (зазвичай менше 8 гектарів), проте така конфігурація дозволить провадити дренаж достатньо значного обсягу породи та видобування значного обсягу газу.

Програми робіт з промислової розробки на деяких площах в межах Договірної ділянки можуть бути проведені паралельно з роботами на Ділянках пілотної розробки на інших частинах Договірної ділянки. Враховуючи значну кількість свердловин, що необхідні для розробки однієї перспективної зони, використання поетапної розробка буде доцільним, для того щоб забезпечити

планування розмірів промислових об'єктів та систем збору та підготовки, та інших елементів інфраструктури відповідно до зростання кількості свердловин та обсягів видобутку. Досвід промислового освоєння покладів сланцевого газу у світі показує, що фінансова успішність проектів з видобування сланцевого газу великою мірою залежить від економії витрат на реалізацію "фабричного підходу" при бурінні, каротажі, моделюванні та оснащенні свердловин з огляду на високу вартість буріння та закінчування тисячі свердловин. Такий "фабричний підхід" є підґрунтям економічної ефективності, що необхідна для рентабельної реалізації проектів з видобування сланцевого газу з урахуванням необхідності постійного буріння та закінчування свердловин для підтримання як обсягів видобутку на рівні родовища, так і стрімких темпів виснаження окремих свердловин.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА К

ДОДАТОК L
ДЕКЛАРАЦІЯ НАЛЕЖНИХ ЧАСТОК ТА ПІДТВЕРДЖУЮЧІ ПОВІДОМЛЕННЯ

Декларація Належних часток

За Календарний квартал, який закінчився: _____

Оператор, "Шеврон Юкрейн Б.В." (через Постійне представництво в Україні), цим надає наступну Декларацію Належних часток щодо Операцій з вуглеводнями, яка була підготовлена відповідно до Угоди про розподіл вуглеводнів.

Видобуті вуглеводні за поточний Календарний квартал:

	Природний газ		Сира нафта		Всього Вуглеводнів
	Обсяг (МВт-год)	Вартість (Доларів США)	Обсяг (МТ)	Вартість (Доларів США)	Вартість (Доларів США)
Сукупний обсяг Видобутих вуглеводнів на початок поточного Календарного кварталу (на Пунктами виміру):	(A)		(E)		
Сукупний обсяг Видобутих вуглеводнів на кінець поточного Календарного кварталу (на Пунктами виміру):	(B)		(F)		
Видобуті вуглеводні за поточний Календарний квартал:	(C)=(B)-(A)	(D)	(G) = (F) - (E)	(H)	(I) = (D) + (H)

Компенсаційні витрати, які підлягають компенсації в поточному Календарному кварталі (Доларів США):

"Шеврон Юкрейн Б.В."	(j1)
Надра Олеська	(j2)
Всього	(J) = (j1) + (j2)

Компенсаційні вуглеводні за поточний Календарний квартал:

	Природний газ		Сира нафта	
	Обсяг (МВт-год)	Вартість (Доларів США)	Обсяг (МТ)	Вартість (Доларів США)
Всього Компенсаційних вуглеводнів	(K)	(L)	(M)	(N)

Прибуткові вуглеводні за поточний Календарний квартал:

	Природний газ		Сира нафта	
	Обсяг (МВт-год)	Вартість (Доларів США)	Обсяг (МТ)	Вартість (Доларів США)
Всього Прибуткових вуглеводнів	(O)	(P)	(Q)	(R)

Процентні частки в прибуткових вуглеводнях за поточний Календарний квартал (%):

Держава Україна	(S)
Інвестори	(T)

Належні частки в Прибуткових вуглеводнях за поточний Календарний квартал:

	Природний газ		Сира нафта		Всього Вуглеводнів
	Обсяг (МВт-год)	Вартість (Доларів США)	Обсяг (МТ)	Вартість (Доларів США)	Вартість (Доларів США)
"Шеврон Юкрейн Б.В."	(u1)	(v1)	(w1)	(x1)	(y1)=(v1)+(x1)
Надра Олеська	(u2)	(v2)	(w2)	(x2)	(y2) =(v2)+(x2)
Всього	(U)	(V)	(W)	(X)	(Y) = (V) + (X)

Належні частки в Прибуткових вуглеводнях за поточний Календарний квартал:

	Природний газ		Сира нафта		Всього вуглеводнів
	Обсяг (МВт-год)	Вартість (Доларів США)	Обсяг (МТ)	Вартість (Доларів США)	Вартість (Доларів США)
Держава Україна	(z1)	(aa1)	(bb1)	(cc1)	(dd1)=(aa1)+(cc1)
"Шеврон Юкрейн Б.В."	(z2)	(aa2)	(bb2)	(cc2)	(dd2)=(aa2)+(cc2)
Надра Олеська	(z3)	(aa3)	(bb3)	(cc3)	(dd3)=(aa3)+(cc3)
Всього	(Z)	(AA)	(BB)	(CC)	(DD)=(AA)+(CC)

Необхідне коригування в наступному Календарному кварталі (якщо застосовується):

	Природний газ	Сира нафта

	Обсяг (МВт-год)	Обсяг (МТ)
Держава Україна	(ee1)	(ff1)
"Шеврон Юкрейн Б.В."	(ee2)	(ff2)
Надра Олеська	(ee3)	(ff3)

Підписано:	(Державний уповноважений орган)	("Шеврон Юкрейн Б.В.")	(Надра Олеська)

Звіт про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні

(у Доларах США)

Вартість Видобутих вуглеводнів за поточний Календарний квартал

	Обсяг Видобутих вуглеводнів (МВт-год)	Чиста приведена ціна	Вартість Видобутих вуглеводнів	
Видобуті вуглеводні - Природний газ				
Місяць 1	(a1)	(b1)	(c1)	*(Видобуті вуглеводні згідно з Квартальним звітом про Видобуті вуглеводні - Чиста приведена ціна згідно з Квартальним звітом про оцінку вартості Вуглеводнів*
Місяць 2	(a2)	(b2)	(c2)	
Місяць 3	(a3)	(b3)	(c3)	
Всього Видобутих вуглеводнів за поточний Календарний квартал - Природний газ	(A)		(C)	

	Обсяг Видобутих вуглеводнів (МТ)	Чиста приведена ціна	Вартість Видобутих вуглеводнів
Видобуті вуглеводні - Сира нафта			
Місяць 1	(d1)	(e1)	(f1)
Місяць 2	(d2)	(e2)	(f2)
Місяць 3	(d3)	(e3)	(f3)
Всього Видобутих вуглеводнів за поточний Календарний квартал - Сира нафта	(D)		(F)
Загальна вартість Видобутих вуглеводнів за поточний Календарний квартал			(G) = (C) + (F)

Обсяг Вуглеводнів, попередньо розподілених протягом поточного Календарного кварталу

Розподілені Вуглеводні - Природний газ	**Обсяг розподілених Вуглеводнів - Природний газ (МВт-год)**			
	Компенсаційні вуглеводні розподілені на користь Інвесторів	Прибуткові вуглеводні розподілені на користь Інвесторів	Прибуткові вуглеводні розподілені на користь Держави	Загальний обсяг попередньо розподіленого Природного газу
Місяць 1	(h1)	(i1)	(j1)	(k1) = (h1) + (i1) + (j1)
Місяць 2	(h2)	(i2)	(j2)	(k2) = (h2) + (i2) + (j2)

Місяць 3	(h3)	(i3)	(j3)	(k3) = (h3) + (i3) + (j3)
Всього розподілених Вуглеводнів за поточний Календарний квартал - Природний газ	(H)	(I)	(J)	(K)

Розподілені Вуглеводні - Сира нафта	**Обсяг розподілених Вуглеводнів - Сира нафта (МТ)**			
	Компенсаційні вуглеводні розподілені на користь Інвесторів	Прибуткові вуглеводні розподілені на користь Інвесторів	Прибуткові вуглеводні розподілені на користь Держави	Загальний обсяг попередньо розподіленої Сирої нафти
Місяць 1	(l1)	(m1)	(n1)	(o1) = (l1) + (m1) + (n1)
Місяць 2	(l2)	(m2)	(n2)	(o2) = (l2) + (m2) + (n2)
Місяць 3	(l3)	(m3)	(n3)	(o3) = (l3) + (m3) + (n3)
Всього розподілених Вуглеводнів за поточний Календарний квартал - Сира нафта	(L)	(M)	(N)	(O)

Видобуті вуглеводні, які відносяться на Компенсаційні вуглеводні в поточному Календарному кварталі

Загальні Компенсаційні витрати, які підлягають компенсації в поточному Календарному кварталі	(P)	*(Згідно з Квартальним звітом про Компенсаційні витрати [(A)+(B)])*
Максимальна вартість Компенсаційних вуглеводнів в поточному Календарному кварталі	(Q) = (G) x 60%	
Вартість Видобутих вуглеводнів, які відносяться на Компенсаційні вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(R)	*(Менше значення з (P) або (Q))*
Процентна частка Видобутих вуглеводнів, які відносяться на Компенсаційні вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(S) = (R) ÷ (G)	
Компенсаційні вуглеводні - Природний газ		
Загальна вартість Видобутих вуглеводнів - Природний газ, який відноситься на Компенсаційні вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(T) = (C) x (S)	
Загальний обсяг Видобутих вуглеводнів - Природний газ, який відноситься на Компенсаційні вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(U) = (A) x (S)	**Належна частка Інвесторів у Компенсаційних вуглеводнях**
Плюс: Коригування за попередній квартал Компенсаційних вуглеводнів - Природний газ, який підлягає передачі Інвесторам (повернення Інвесторами)	(V)	(Природний газ)
За мінусом: Попередній розподіл за поточний Календарний квартал Компенсаційних вуглеводнів - Природний газ на користь Інвесторів	(H)	

Обсяг Компенсаційних вуглеводнів - Природний газ, який підлягає передачі Інвесторам (поверненню Інвесторами) за поточний Календарний квартал	(W) = (U) + (V) - (H)	(коригується в наступному Календарному кварталі)
Компенсаційні вуглеводні - Сира нафта		
Загальна вартість Видобутих вуглеводнів - Сира нафта, яка відноситься на Компенсаційні вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(X) = (F) x (S)	
Загальний обсяг Видобутих вуглеводнів - Сира нафта, яка відноситься на Компенсаційні вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(Y) = (D) x (S)	**Належна частка Інвесторів у Компенсаційних вуглеводнях**
Плюс: Коригування за попередній квартал Компенсаційних вуглеводнів - Сира нафта, яка підлягає передачі Інвесторам (поверненню Інвесторами)	(Z)	(Сира нафта)
За мінусом: Попередній розподіл за поточний Календарний квартал Компенсаційних вуглеводнів - Сира нафта на користь Інвесторів	(L)	
Обсяг Компенсаційних вуглеводнів - Сира нафта, яка підлягає передачі Інвесторам (поверненню Інвесторами) за поточний Календарний квартал	(AA) = (Y) + (Z) - (L)	(коригується в наступному Календарному кварталі)

<u>Видобуті вуглеводні, які відносяться на Прибуткові вуглеводні в поточному Календарному кварталі</u>		
<u>Обчислення Процентної частки Держави в прибуткових вуглеводнях та Процентної частки Інвесторів в прибуткових вуглеводнях</u>		
Всього реалізовано Вуглеводнів в Пунктах виміру за попередні чотири (4) Календарні квартали (МлрдКМ)	(BB)	
Сукупний дохід Шеврона від продажів Вуглеводнів за попередній Календарний квартал (Q_{n-1})	(CC)	
Частка Шеврону в Компенсаційних витратах за попередній Календарний квартал (Q_{n-1})	(DD)	
Частка Шеврону у Податках, сплачених за попередній Календарний квартал (Q_{n-1})	(EE)	
Чистий рух грошових коштів Шеврон за попередній Календарний квартал (ЧРГК)(Q_{n-1})	(FF) = (CC) - (DD) - (EE)	
Індекс дефлятора ВВП за Календарний квартал (Q_{n-2})	(GG)	*(Визначається відповідно до порядку, передбаченого в Угоді)*
Індекс дефлятора ВВП за Календарний квартал (Q_{n-3})	(HH)	
Інфляційне коригування в Календарному кварталі (I)	(II) = (GG) ÷ (HH)	
НСЧРГК1 в Календарному кварталі (Qn-2)	(jj1)	
НСЧРГК2 в Календарному кварталі (Qn-2)	(jj2)	
НСЧРГК3 в Календарному кварталі (Qn-2)	(jj3)	
НСЧРГК1 в попередньому Календарному кварталі (Qn-1)	(kk1) = [1.042247 x (II) x (jj1)] + (FF)	
НСЧРГК3 в попередньому Календарному кварталі (Qn-1)	(kk2) = [1.057371 x (II) x (jj2)] + (FF)	
НСЧРГК2 в попередньому Календарному кварталі (Qn-1)	(kk3) = [1.067790 x (II) x (jj3)] + (FF)	
Розмір РНП, досягнутий Шевроном станом на кінець попереднього Календарного кварталу (Q_{n-1})	(LL)	

Кінцева Процентна частка Держави в прибуткових вуглеводнях, яка застосовується за поточний Календарний квартал (Q_n)	(MM)	
Процентна частка Інвесторів в прибуткових вуглеводнях за поточний Календарний квартал (Q_n)	(NN) = 1 - (MM)	

Прибуткові вуглеводні - Природний газ		
Загальна вартість Видобутих вуглеводнів - Природний газ, який відноситься на Прибуткові вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(OO) = (C) - (T)	
Загальний обсяг Видобутих вуглеводнів - Природний газ, який відноситься на Прибуткові вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(PP) = (A) - (U)	
Вартість Прибуткових вуглеводнів у поточному Календарному кварталі - Природний газ на користь Інвесторів	(QQ) = (NN) x (OO)	
Обсяг Прибуткових вуглеводнів у поточному Календарному кварталі - Природний газ на користь Інвесторів	(RR) = (NN) x (PP)	**Належна частка Інвесторів у Прибуткових вуглеводнях**
Плюс: Коригування за попередній квартал Прибуткових вуглеводнів - Природний газ, який підлягає передачі Інвесторам (поверненню Інвесторами)	(SS)	(Природний газ)
За мінусом: Попередній розподіл за поточний Календарний квартал Прибуткових вуглеводнів - Природний газ на користь Інвесторів	(I)	
Обсяг Прибуткових вуглеводнів - Природний газ, який підлягає передачі Інвесторам (поверненню Інвесторами) за поточний Календарний квартал	(TT) = (RR) + (SS) - (I)	(коригується в наступному Календарному кварталі)
Вартість Прибуткових вуглеводнів у поточному Календарному кварталі - Природний газ на користь Держави	(UU) = (MM) x (OO)	
Обсяг Прибуткових вуглеводнів у поточному Календарному кварталі - Природний газ на користь Держави	(VV) = (MM) x (PP)	**Належна частка Держави у Прибуткових вуглеводнях**
Плюс: Коригування за попередній квартал Прибуткових вуглеводнів - Природний газ, який підлягає передачі Державі (поверненню Державою)	(WW)	(Природний газ)
За мінусом: Попередній розподіл за поточний Календарний квартал Прибуткових вуглеводнів - Природний газ на користь Держави	(J)	
Обсяг Прибуткових вуглеводнів - Природний газ, який підлягає передачі Державі (поверненню Державою) за поточний Календарний квартал	(XX) = (VV) + (WW) - (J)	(коригується в наступному Календарному кварталі)
Прибуткові вуглеводні - Сира нафта		
Загальна вартість Видобутих вуглеводнів - Сира нафта, яка відноситься на Прибуткові вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(YY) = (F) - (W)	
Загальний обсяг Видобутих вуглеводнів - Сира нафта, яка відноситься на Прибуткові вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(ZZ) = (D) - (X)	
Вартість Прибуткових вуглеводнів у поточному Календарному кварталі - Сира нафта на користь Інвесторів	(AAA) = (NN) x (YY)	
Обсяг Прибуткових вуглеводнів у поточному Календарному кварталі - Сира нафта на користь Інвесторів	(BBB) = (NN) x (ZZ)	**Належна частка Інвесторів у Прибуткових вуглеводнях**
Плюс: Коригування за попередній квартал Прибуткових вуглеводнів - Сира нафта, яка підлягає передачі Інвесторам (поверненню Інвесторами)	(CCC)	(Сира нафта)
За мінусом: Попередній розподіл за поточний Календарний квартал Прибуткових вуглеводнів - Сира нафта на користь Інвесторів	(M)	

Обсяг Прибуткових вуглеводнів - Сира нафта, яка підлягає передачі Інвесторам (поверненню Інвесторами) за поточний Календарний квартал	(DDD) = (BBB) + (CCC) - (M)	(коригується в наступному Календарному кварталі)
Вартість Прибуткових вуглеводнів у поточному Календарному кварталі - Сира нафта на користь Держави	(EEE) = (MM) x (YY)	
Обсяг Прибуткових вуглеводнів у поточному Календарному кварталі - Сира нафта на користь Держави	(FFF) = (MM) x (ZZ)	**Належна частка Держави у Прибуткових вуглеводнях**
Плюс: Коригування за попередній квартал Прибуткових вуглеводнів - Сира нафта, яка підлягає передачі Державі (поверненню Державою)	(GGG)	(Сира нафта)
За мінусом: Попередній розподіл за поточний Календарний квартал Прибуткових вуглеводнів - Сира нафта на користь Держави	(N)	
Обсяг Прибуткових вуглеводнів - Сира нафта, яка підлягає передачі Державі (поверненню Державою) за поточний Календарний квартал	(HHH) = (FFF) + (GGG)- (N)	(коригується в наступному Календарному кварталі)

Звіт про Компенсаційні витрати

(в Доларах США)

Невідшкодовані Компенсаційні витрати за попередній Календарний квартал

	Попередній Календарний квартал
Витрати на геологічне вивчення	(a1)
Капітальні витрати	(a2)
Операційні витрати	(a3)
Всього невідшкодованих Компенсаційних витрат	(A)

Компенсаційні витрати, виставлені або нараховані за поточний Календарний квартал

	Поточний Календарний квартал	З початку року по поточну дату	ПРБ / Річний бюджет
Витрати на геологічне вивчення	(b1)		
Витрати на пілотну розробку	(b.i)	*(Всього за Квартальною звітністю за поточний рік)*	*(Згідно із затвердженою ПРБ та Річними бюджетами)*
Витрати на розробку	(b.ii)		
Інші капітальні витрати	(b.iii)		
Капітальні витрати	(b2) = (b.i) + (b.ii) + (b.iii)		
Операційні витрати	(b3)		
Всього Компенсаційних витрат за поточний Календарний квартал	(B) = (b1) + (b2) + (b3)	(C)	(D)

Вартість Вуглеводнів, які відносяться на Компенсаційні вуглеводні в поточному Календарному кварталі

	Поточний Календарний квартал	
Витрати на геологічне вивчення	(e1)	*(Згідно зі Звітом про компенсаційні вуглеводні та прибуткові вуглеводні - (T) + (W) - З розбивкою на категорії відповідно до Угоди)*
Капітальні витрати	(e2)	
Операційні витрати	(e3)	
Вартість Вуглеводнів, які відносяться на Компенсаційні вуглеводні в поточному Календарному кварталі	(E)	

Невідшкодовані Компенсаційні витрати, які індексуються в поточному Календарному кварталі

	Поточний Календарний

	квартал
Витрати на геологічне вивчення	(f1) = (a1) + (b1) - (e1)
Капітальні витрати	(f2) = (a2) + (b2) - (e2)
Операційні витрати	(f3) = (a3) + (b3) - (e3)
Всього невідшкодованих Компенсаційних витрат, які індексуються в поточному Календарному кварталі	(F) = (A) + (B) - (E)

Індексація за поточний Календарний квартал

Ставка Індексації (%): (G)

	Поточний Календарний квартал
Витрати на геологічне вивчення	(h1) = (f1) x (G)
Капітальні витрати	(h2)= (f2) x (G)
Операційні витрати	(h3) = (f3) x (G)
Загальна Індексація, що застосовується до поточного Календарного кварталу	(H) = (F) x (G)

Невідшкодовані Компенсаційні витрати станом на кінець поточного Календарного кварталу

	Перенесено на майбутній період
Витрати на геологічне вивчення	(i1) = (f1) + (h1)
Капітальні витрати	(i2) = (f2) + (h2)
Операційні витрати	(i3) = (f3) + (h3)
Всього невідшкодованих Компенсаційних витрат станом на кінець поточного Календарного кварталу	(I) = (F) + (H)

Звіт про оцінку вартості
Видобутих вуглеводнів

(у Доларах США)

Обсяг продажів Природного газу Шеврон за поточний Календарний квартал - Треті сторони

	Фактична вартість продажів в Пункті доставки	Витрати, понесені між Пунктом (Пунктами) вимірю та Пунктом (Пунктами) доставки	Чиста приведена вартість в Пункті виміру	Обсяг продажів (МВт-год)	Чиста приведена ціна (Доларів США /МВт-год)
Місяць 1	(a1)	(b1)	(c1) = (a1) - (b1)	(d1)	(e1) = (c1) ÷ (d1)
Місяць 2	(a2)	(b2)	(c2) = (a2) - (b2)	(d2)	(e2) = (c2) ÷ (d2)
Місяць 3	(a3)	(b3)	(c3) = (a3) - (b3)	(d3)	(e3) = (c3) ÷ (d3)
	(A)	(B)	(C) = (A) - (B)	(D)	(E) = (C) ÷ (D)

Обсяг продажів Природного газу Шеврон за поточний Календарний квартал - Афілійовані особи

	Ціна NCG	Фактор хабу	Витрати, понесені між Пунктом (Пунктами) доставки та Торговим газовим центром (хабом) Транспортні та інші витрати	Податки	Вартість продажів в Пункті доставки	Витрати, понесені між Пунктом (Пунктами) вимірю та Пунктом (Пунктами) доставки	Чиста приведена вартість в Пункті виміру	Обсяг продажів (МВт-год)	Чиста приведена ціна (Доларів США /МВт-год)
Місяць 1	(f1)	(g)	(h1)	(i1)	(j1) = ((f1) x (g)) - (h1) - (i1)	(k1)	(l1) = (j1) - (k1)	(m1)	(n1) = (k1) ÷ (l1)

Місяць 2	(f2)	(g)	(h2)	(i2)	(j2) = ((f2) x (g)) - (h2) - (i2)	(k2)	(l2) = (j2) - (k2)	(m2)	(n2) = (k2) ÷ (l2)
Місяць 3	(f3)	(g)	(h3)	(i3)	(j3) = ((f3) x (g)) - (h3) - (i3)	(k3)	(l3) = (j3) - (k3)	(m3)	(n3) = (k3) ÷ (l3)
			(H)	(I)	(J) = (j1) + (j2) + (j3)	(K)	(L) = (J) - (K)	(M)	(N) = (K) ÷ (L)

Чиста приведена ціна реалізації - Природний газ (Доларів США/МВт-год)	**(O) = ((C) + (K)) ÷ ((D) + (L))**

Обсяг продажів Сирої нафти Шеврон за поточний Календарний квартал - Треті сторони

					Фактична вартість продажів в Пункті доставки	Витрати, понесені між Пунктом (Пунктами) виміру та Пунктом (Пунктами) доставки	Чиста приведена вартість в Пункті виміру	Обсяг продажів (MT)	Чиста приведена ціна (Доларів США /MT)
Місяць 1					(p1)	(q1)	(r1) = (p1) - (q1)	(s1)	(t1) = (r1) ÷ (s1)
Місяць 2					(p2)	(q2)	(r2) = (p2) - (q2)	(s2)	(t2) = (r2) ÷ (s2)
Місяць 3					(p3)	(q3)	(r3) = (p3) - (q3)	(s3)	(t3) = (r3) ÷ (s3)
					(P)	(Q)	(R) = (P) - (Q)	(S)	(T) = (R) ÷ (S)

Обсяг продажів Сирої нафти Шеврон за поточний Календарний квартал - Афілійовані особи

			Базова ціна	Витрати, понесені за Пунктом (Пунктами) доставки	Вартість продажів в Пункті доставки	Витрати, понесені між Пунктом (Пунктами) виміру та Пунктом (Пунктами) доста	Чиста приведена вартість в Пункті виміру	Обсяг продажів (MT)	Чиста приведена ціна (Доларів США /MT)

					вки		
Місяць 1		(u1)	(v1)	(w1) = (u1) - (v1)	(x1)	(y1) = (w1) - (x1)	(z1)	(aa1) = (y1) ÷ (z1)
Місяць 2		(u2)	(v2)	(w2) = (u2) - (v2)	(x2)	(y2) = (w2) - (x2)	(z2)	(aa2) = (y2) ÷ (z2)
Місяць 3		(u3)	(v3)	(w3) = (u3) - (v3)	(x3)	(y3) = (w3) - (x3)	(z3)	(aa3) = (y3) ÷ (z3)
		(U)	(V)	(W) = (U) - (V)	(X)	(Y) = (W) - (X)	(Z)	(AA) = (Y) ÷ (Z)

Чиста приведена ціна реалізації - Сира нафта (Доларів США/МТ)	**(BB) = ((R) + (Y)) ÷ ((S) + (Z))**

Звіт про Видобуті вуглеводні

Видобуті вуглеводні - Природний газ

	Мегаватт години (MWh)				
	Місяць №1	Місяць №2	Місяць №3	Всього за поточний Календарний квартал	
Загальний товарний запас Природного газу на початок поточного Календарного кварталу	(a1)	(h1)	(h2)	(a1)	*((a1) Товарний запас Природного газу, призначений для реалізації - згідно з Квартальним звітом про Компенсаційні вуглеводні та Прибутков і вуглеводні (H))*
Природний газ, видобутий протягом поточного Календарного кварталу	(b1)	(b2)	(b3)	(B) = (b1) + (b2) + (b3)	
Природний газ, використаний у Операціях з вуглеводнями у поточному Календарному кварталі	(c1)	(c2)	(c3)	(C) = (c1) + (c2) + (c3)	
Природний газ, який використовується для Технологічних цілей або інших цілей, тимчасово повторно закачаний до газосховища, втрачений, використаний для випробувань, Спалений або який не може бути іншим чином використаний або реалізований за Календарний квартал	(d1)	(d2)	(d3)	(D) = (d1) + (d2) + (d3)	
Загальний обсяг Видобутих вуглеводнів - Природний газ за поточний Календарний квартал	(e1) = (b1) - (c1) - (d1)	(e2) = (b2) - (c2) - (d2)	(e3) = (b3) - (c3) - (d3)	(E) = (B) - (C) - (D)	
Загальний обсяг Природного газу, доступного для розподілу за поточний Календарний квартал	(f1) = (a1) + (e1)	(f2) = (h1) + (e2)	(f3) = (h2) + (e3)	(F) = (a1) + (E)	
Загальний обсяг попереднього розподілу Природного газу у якості Компенсаційних вуглеводнів за поточний Календарний квартал	(g1)	(g2)	(g3)	(G) = (g1) + (g2) + (g3)	*(Попередній розподіл Природного газу за поточний Календарний квартал*

					- згідно з Квартальним звітом про Компенсаційні вуглеводні та Прибутковий вуглеводні (K))
Загальний товарний запас Природного газу станом на кінець поточного Календарного квартал	(h1) = (f1) - (g1)	(h2) = (f2) - (g2)	(h3) = (f3) - (g3)	(H) = (F) - (G)	

Видобуті вуглеводні - Сира нафта					
	Метричних тон (MT)				
	Місяць №1	Місяць №2	Місяць №3	Всього за поточний Календарний квартал	
Загальний обсяг Вуглеводнів - товарний запас Сирої нафти станом на початок поточного Календарного кварталу	(i1)	(p1)	(p2)	(i1)	*((I1) Товарний запас Сирої нафти, призначений для реалізації - відповідно до Звіту про Видобуті вуглеводні за попередній Календарний квартал (P))*
Вуглеводні - Сира нафта, видобута протягом поточного Календарного кварталу	(j1)	(j2)	(j3)	(J) = (j1) + (j2) + (j3)	
Вуглеводні - Сира нафта, яка використана в Операціях з вуглеводнями у поточному Календарному кварталі	(k1)	(k2)	(k3)	(K) = (k1) + (k2) + (k3)	
Вуглеводні - Сира нафта, яка використовується для Технологічних цілей або інших цілей, тимчасово повторно закачана до газосховища, втрачена, використана для випробувань, Спалена або яка не може бути іншим чином використана або реалізована за Календарний квартал	(l1)	(l2)	(l3)	(L) = (l1) + (l2) + (l3)	
Загальний обсяг Видобутих вуглеводнів - Сира нафта за поточний Календарний квартал	(m1) = (j1) - (k1) - (l1)	(m2) = (j2) - (k2) - (l2)	(m3) = (j3) - (k3) - (l3)	(M) = (J) - (K) - (L)	

Загальний обсяг Вуглеводнів - Сира нафта, доступна для реалізації протягом поточного Календарного кварталу	(n1) = (i1) + (m1)	(n2) = (p1) + (m2)	(n3) = (p2) + (m3)	(N) = (i1) + (M)	
Загальний обсяг Вуглеводнів - попередній розподіл Сирої нафти у якості Компенсаційних та Прибуткових вуглеводнів протягом поточного Календарного кварталу	(o1)	(o2)	(o3)	(O) = (o1) + (o2) + (o3)	*((Попередній розподіл Вуглеводні в (Сирої нафти) за поточний Календарний квартал - згідно з Квартальним звітом про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні (O))*
Загальний обсяг вуглеводнів - товарний запас Сирої нафти станом на кінець поточного Календарного кварталу	(p1) = (n1) - (o1)	(p2) = (n2) - (o2)	(p3) = (n3) - (o3)	(P) = (N) - (O)	

Звіт про продаж Оператором Належної части Держави в Прибуткових вуглеводнях

Долари США

Продаж Належної части Держави в Прибуткових вуглеводнях протягом поточного Календарного кварталу

	Дата продажу	Обсяг продажу (MWh)	Ціна продажу (долари США/MWh)	Вартість продажу
Продаж Природного газу №1	(a1)	(b1)	(c1)	(d1) = (b1) x (c1)
Продаж Природного газу №2	(a2)	(b2)	(c2)	(d2) = (b2) x (c2)
Продаж Природного газу №3	(a3)	(b3)	(c3)	(d3) = (b3) x (c3)
Загальні продажі Природного газу протягом поточного Календарного кварталу		(B) = (b1) + (b2) + (b3)	(C) = (c1) + (c2) + (c3)	(D) = (d1) + (d2) + (d3)

	Дата продажу	Обсяг продажу (мільйони тон)	Ціна продажу (долари США/мільйони тон)	Вартість продажу
Продаж Сирої нафти №1	(e1)	(f1)	(g1)	(h1) = (f1) x (g1)
Продаж Сирої нафти №2	(e2)	(f2)	(g2)	(h2) = (f2) x (g2)
Продаж Сирої нафти №3	(e3)	(f3)	(g3)	(h3) = (f3) x (g3)
Загальні продажі Сирої нафти протягом поточного Календарного кварталу		(f) = (f1) + (f2) + (f3)	(g) = (g1) + (g2) + (g3)	(H) = (h1) + (h2) + (h3)

Звірка Обсягу Належної частки Держави - Природній газ

	Поточний Календарний квартал	
Обсяг Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях - Природній газ на зберіганні або утриманий іншим чином Оператором станом на початок Календарного кварталу	(I)	
Обсяг Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях - Природній газ умовно розподілений Державі протягом поточного Календарного кварталу	(J)	*(З Звіту про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні)*
Обсяг Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях - Природній газ на зберіганні або утриманий іншим чином Оператором на початок Календарного кварталу	(D)	*(З наведеного вище)*

Обсяг Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях - Природній газ на зберіганні або утриманий іншим чином Оператором на кінець Календарного кварталу	(K) = (I) + (J) - (D)	

Звірка Обсягу Належної частки Держави - Сира нафта

	Поточний Календарний квартал	
Обсяг Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях - Сира нафта на зберіганні або утримана іншим чином Оператором на початок Календарного кварталу	(L)	
Обсяг Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях - Сира нафта умовно розподілена Державі протягом поточного Календарного кварталу	(M)	*(З Звіту про Компенсаційні вуглеводні та Прибуткові вуглеводні)*
Обсяг Належної частки Держави у Прибуткових вуглеводнях - Сира нафта, що реалізована Оператором протягом поточного Календарного кварталу	(H)	*(З наведеного вище)*
Загальний обсяг Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях - Сира нафта на зберіганні або утримана іншим чином Оператором на кінець Календарного кварталу	(N) = (L) + (M) - (H)	

Здійснення продажів Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях отриманих протягом поточного Календарного кварталу

	Дата продажів	Початкова ціна продажу	Остаточна ціна продажу	
Продаж Природного газу №1	(o1)	(p1)	(q1)	*(З відповідних Квартальних звітів про продаж Належної частки Держави у Прибуткових вуглеводнях)*
Продаж Природного газу №2	(o2)	(p2)	(q2)	
Продаж Природного газу №3	(o3)	(p3)	(q3)	
Загальні продажі Природного газу вчинені протягом поточного Календарного кварталу (отримані кошти)		(P) = (p1) + (p2) + (p3)	(Q) = (q1) + (q2) + (q3)	
Продаж Сирої нафти №1	(r1)	(s1)	(t1)	
Продаж Сирої нафти №2	(r2)	(s2)	(t2)	
Продаж Сирої нафти №3	(r3)	(s3)	(t3)	
Загальні продажі Сирої нафти вчинені протягом поточного Календарного кварталу (отримані кошти)		(S) = (s1) + (s2) + (s3)	(T) = (t1) + (t2) + (t3)	
Загальна вартість продажів Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях, що вчинені протягом поточного Календарного кварталу (отримані кошти)			(U) = (Q) + (T)	
Загальні витрати понесені Оператором під час продажів Належної частки Держави в Прибуткових вуглеводнях, які були здійснені протягом поточного Календарного кварталу (сплачені кошти)			(V)	
Загальна сума, що підлягає сплаті Державі, за продажі протягом поточного Календарного кварталу, що стосуються продажу Оператором Належної частки Держави у Вуглеводнях			(W) = (U) - (V)	
За вирахуванням: Загальної суми сплаченої Державі у поточному Календарному кварталі, що стосується продажів Оператором Належної частки Держави у Вуглеводнях (місячні депозити)			(X)	

Додаткові кошти, що підлягають сплаті Оператору (належать до сплати Оператором) за поточний Календарний квартал, що стосуються продажу Оператором Належної частки Держави у Вуглеводнях	(Y) = (W) - (X)	*(Підлягає сплаті в наступному Місяці)*

КІНЕЦЬ ДОДАТКА L

ДОДАТОК М
РОЗДІЛ 31.1(F)(5)

З моменту прийняття та набуття чинності, зміни до Законодавства України, описані в Розділі 44.2(F), Розділ 31.1(F)(5) буде повністю замінений на наступне:

"До складу податкового кредиту з ПДВ Оператора включаються суми ПДВ, сплачені будь-яким Інвестором, в тому числі Оператором, у зв'язку з Операціями з вуглеводнями, на підставі податкових накладних, отриманих Оператором або наданих Операторові відповідним Інвестором, виданих постачальниками на ім'я такого Інвестора, в тому числі Оператора.

Оператор має право, на власний розсуд, передати та виділити Інвесторам своє право на податковий кредит з ПДВ відповідно до наступних положень. Це право застосовується до податкового кредиту з ПДВ Оператора, що може бути визнаний Оператором в податковому періоді згідно з Розділом 31.1(F) або що був попередньо визнаний Оператором згідно з Розділом 31.1(F) та переноситься для відображення в такому податковому періоді.

Оператор повинен визначити, яка частка його податкового кредиту з ПДВ може бути відображена будь-яким чи всіма Інвесторами, які зареєстровані як платники ПДВ, у їх податкових деклараціях. В цьому випадку такий Інвестор або Інвестори мають право відобразити такий податковий кредит з ПДВ відповідно в їх деклараціях з ПДВ в розмірі, що був виділений їм Оператором, та використати такий податковий кредит з ПДВ для зменшення їх податкових зобов'язань з ПДВ, в тому числі податкові зобов'язання з ПДВ, що визнаються кожним Інвестором згідно з Розділом 31.1(F)(1)(c), або отримати бюджетне відшкодування ПДВ згідно з цією Угодою.

Для передання права на податковий кредит з ПДВ, як описано в цьому Розділі вище, Оператор повинен протягом 10 (десяти) днів після закінчення податкового періоду надати письмове повідомлення (в довільній формі) кожному Інвестору, якому виділяється податковий кредит з ПДВ, Органу державної податкової служби та кожному органу держаної податкової служби, в якому такий Інвестор зареєстрований як платник ПДВ.

Повідомлення Оператора має містити інформацію про податковий період, за який Оператор передає його право на податковий кредит з ПДВ, кожного Інвестора, якому Оператор виділяє податковий кредит з ПДВ, суму податкового кредиту з ПДВ, що виділяється кожному Інвестору, та загальний обсяг податкового кредиту з ПДВ, що виділяється Інвесторам за такий податковий період.

Оператор не повинен відображати податковий кредит з ПДВ, що був розподілений Інвесторам за податковий період, в податковій декларації Оператора за такий або майбутні податкові періоди, а кожен Інвестор повинен мати право відобразити податковий кредит з ПДВ, розподілений йому Оператором, в його декларації з ПДВ за податковий період, за який податковий кредит з ПДВ було розподілено, та перенести і відобразити такий податковий кредит з ПДВ в наступних податкових періодах, якщо такий податковий кредит з ПДВ не використаний в податковому періоді, за який його було виділено.

Будь-які умови та критерії визнання податкового кредиту, передбачені в Податковому кодексі України або в іншому Законодавстві України, а також будь-які обмеження щодо права на податковий кредит з ПДВ не поширюються на визнання кожним Інвестором податкового кредиту з ПДВ, виділеного Оператором таким Інвесторам. Кожен Інвестор має право на визнання податкового кредиту з ПДВ, виділеного йому

Оператором на основі повідомлення Оператора згідно з цим Розділом вище, без обов'язку вести та надавати органам державної податкової служби або іншим державним органам будь-яких документів, в тому числі податкові накладні з ПДВ та Первинні документи, що зберігаються Оператором, згадані в Розділах 31.1(F)(5) та 31.1(F)(6).

Якщо Оператор вирішить зробити будь-яке коригування його податкового кредиту з ПДВ, таке коригування повинне бути здійснене в декларації з ПДВ Оператора та не повинне відображатись в податковій декларації кожного Інвестора, якому Оператор виділив податковий кредит з ПДВ, та не повинне впливати на право таких Інвесторів на податковий кредит з ПДВ, виділений їм Оператором.

Якщо Орган державної податкової служби або будь-який інший уповноважений орган здійснить коригування податкового кредиту з ПДВ Оператора, таке уточнення повинне застосовуватись до декларації з ПДВ Оператора та не повинне застосовуватись до будь-якого Інвестора, якому Оператор виділив податковий кредит з ПДВ, та не повинне впливати на право таких Інвесторів на податковий кредит з ПДВ, розподілений їм Оператором.

Передача права на податковий кредит з ПДВ та виділення Оператором податкового кредиту з ПДВ, а також отримання такого податкового кредиту з ПДВ кожним Інвестором згідно з цим Розділом є Неоподатковуваною операцією."

КІНЕЦЬ ДОДАТКА М

ДОДАТОК N
КАТЕГОРІЯ ІНЖИНІРИНГУ ТА ГЕОТЕХНІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Інжиніринг та геотехнічні дослідження (тис. Доларів США)	**Період до початку робіт**	**Рік1***	**Рік2***	**Рік3***	**Рік4***	**Рік5***	**Загалом**
Праця та заохочення	4 746	4 756	4 950	5 200	5 464	5 738	30 854
Офіс, страхування, відрядження, навчання тощо	1 342	788	785	946	989	1 039	5 889
Технічні професійні послуги							
Дистанційне зондування та користування землею	7	95	70	56	7	7	242
Екологічні дослідження	39	151	112	102	5	29	438
Робота з проектування пілотного інжинірингу та цивільного інжинірингу	-	24	282	680	680	680	2 346
Дослідження верхніх пластів надр	-	73	151	95	-	-	319
Дослідження на основі старих даних щодо надр	597	966	855	87	29	-	2 534
Дослідження на основі нових даних щодо надр	-	403	2 380	2 477	1 918	1 287	8 465
Інші професійні послуги	-	-	-	-	-	-	-
Юридичні, податкові, управління системи постачання, відносини з питань політики, уряду та зв'язку з	754	1 153	1 088	1 018	781	711	5 505

громадськістю, безпека тощо							
Плата за купівлю даних та спеціального дозволу	4 000	-	-	-	-	-	4 000
Потреби соціального та промислового розвитку	350	600	600	600	600	600	3 350
Адміністративні накладні витрати	281	3 096	3 766	3 415	250	250	11 058
ПІДСУМА Інжиніринг та геотехнічні дослідження	12 116	12 105	15 039	14 676	10 723	10 341	75 000

* Роки з 1 по 5 представляють періоди 12 (дванадцяти) Місяців з Дати початку.

З урахуванням можливості Оператора отримати Дозволи, наявності Обладнання та матеріалів, результатів Екологічного дослідження, доступу та наявності інфраструктури, результатів діяльності з буріння та випробування свердловин та подібних критеріїв, Оператор може щорічно коригувати витрати між позиціями або коригувати суми коштів, що мають бути витрачені у будь-якому конкретному році у межах категорії Інжинірингу та геотехнічних досліджень для відображення таких змінених обставин.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА N

ДОДАТОК О
ВИБІР/ЗАЯВИ ЩОДО ПОДАТКІВ США

1. **Визначення**

"Податковий кодекс США" означає Податковий кодекс Сполучених Штатів Америки від 1986 року, зі змінами та доповненнями.

2. Держава та Надра Олеська не підлягатимуть оподаткуванню Податками США в силу положень Додатку О та не зобов'язані здійснювати будь-які дії чи складати будь-які документи, що можуть підпорядкувати її податковій юрисдикції Сполучених Штатів Америки.

3. Оператор має право та обов'язок підготувати та подавати будь-які необхідні в США податкові декларації, вибори або заяви та надавати будь-які докази, що вимагаються. З метою забезпечення дотримання податкових правил Сполучених Штатів Америки, до 1 січня кожного року кожен Інвестор повинен надати Шеврон довідку, в якій буде вказано (i) чи будь-яка Особа Сполучених Штатів Америки прямо або опосередковано володіє таким Інвестором та (ii) частку у відсотках такого Інвестора, якою прямо або опосередковано володіє Особа Сполучених Штатів Америки. Визначення Особи Сполучених Штатів Америки надане в розділі 7701 Податкового кодексу США.

4. Якщо для цілей сплати федерального податку на доходи Сполучених Штатів Америки ця Угода та діяльність в межах цієї Угоди розглядаються як партнерство для цілей оподаткування Сполучених Штатів Америки, і Сторони не мають права прийняти рішення щодо незастосування до них таких правил (згідно з пунктом 5 нижче), Оператор повинен подавати необхідні податкові декларації Сполучених Штатів Америки.

5. Якщо для цілей сплати федерального податку на доходи Сполучених Штатів Америки ця Угода та діяльність в рамках цієї Угоди розглядаються як партнерство, Сторони цим приймають рішення щодо незастосування до них всіх положень підрозділу "К", розділу 1, підзаголовку "А" Податкового кодексу США, в межах, дозволених та передбачених в статті 761(а) Податкового кодексу США. Якщо будь-які майбутні закони про оподаткування доходів Сполучених Штатів Америки будуть містити положення, аналогічні тим, що викладені в першому реченні цього пункту 5, кожна Сторона погоджується зробити такий вибір, який може дозволятися або вимагатися такими законами. При здійснені такого вибору, для цілей оподаткування Сполучених Штатів Америки, кожна Сторона стверджує, що дохід, отриманий нею від діяльності за цією Угодою, може бути достеменно визначений без розрахунку оподатковуваного доходу партнерства, та кожна Сторона є відповідальною за подання звітності та виконання власних зобов'язань з податку на доходи, якщо вона підлягає оподаткуванню в Сполучених Штатах Америки.

6. На запит Оператора інші Сторони повинні надати додаткову розумну допомогу, яка дозволить Оператору дотримуватись податкових правил Сполучених Штатів Америки, якщо тільки, на думку іншої Сторони, такий запит буде означати, що інша Сторона вважається такою, що веде бізнес в Сполучених Штатах Америки.

7. Для цілей податкової звітності США Сторони домовились використовувати кумулятивний метод балансування газу, як вказано в Збірнику Постанов міністерства фінансів в розділі 1.761-2(d)(3), зі змінами та доповненнями.

КІНЕЦЬ ДОДАТКА О

ДОДАТОК Р
ТЕНДЕР ЩОДО ПРОВЕДЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОГО МОНІТОРИНГУ

Обсяг:

Провести тендер, заснований на принципах прозорості та конкуренції для відбору одного або кількох провідних вищих навчальних закладів (надалі – "**Заклади**") для проведення незалежного екологічного моніторингу і доведення результатів моніторингу до громадськості.

Заклади в Україні підлягають відбору на конкурентних засадах. Тендер визначатиме програму екологічного моніторингу згідно з українськими та міжнародними стандартами екологічного моніторингу, що загалом має включати наступне:

1. Збір зразків води і ґрунту в межах відповідних територій, де проводитимуться Операції з вуглеводнями (наприклад, місце проведення бурових робіт), у складі оцінки стану навколишнього природного середовища на момент початку діяльності.

2. Після збору і аналізу даних – встановлення базових екологічних критеріїв.

3. Періодичні оновлення досліджень і моніторинг територій, де раніше здійснювався збір зразків, протягом здійснення Операцій з вуглеводнями.

4. Періодичність збору зразків і подальший моніторинг, що базується на результатах первинного збору зразків.

5. Доведення результатів аналізу зразків через Міністра екології та природних ресурсів Оператору, представникам обласних органів влади у Івано-Франківській та Львівській областях, місцевим політичним лідерам і керівникам громад.

Строки проведення:

Не пізніше 3 (трьох) місяців після настання Дати набуття чинності Робоча група, що складатиметься з представників Міністерства екології та природних ресурсів України, обласних органів влади у Івано-Франківській та Львівській областях, Оператора та Надра Олеської, має розробити кваліфікаційні критерії, конкретний обсяг, етапи робіт та строки проведення відкритого тендеру. Представник Міністерства екології та природних ресурсів України головуватиме під час таких зустрічей. У тендері або тендерах має взяти участь щонайменше 2 (два) учасники. Однією з умов тендеру буде повідомлення учасників про те, що його результати не є остаточними, а укладення угод(и) відбудеться після Дати початку за цією Угодою. Проведення тендеру і остаточне укладення угод з Закладом(ами) здійснюється відповідно до Законодавства України.

Фінансування:

Фінансування здійснюється Шевроном протягом 1 (одного) місяця з Дати початку у якості одноразового платежу в сумі, що не може перевищувати 10 000 000 (десять мільйонів) Доларів США, шляхом розміщення грошових коштів на рахунку ескроу (за договором про спеціальний порядок розрахунків) в українському відділенні міжнародної банківської установи з належною репутацією, і такі кошти будуть сплачуватись на підставі рішення Робочої групи і використовуватись виключно для виконання робіт, які передбачені тендером(ами).

КІНЕЦЬ ДОДАТКА Р