



Державна служба геології та надр України



СПЕЦІАЛЬНИЙ ДОЗВІЛ на користування надрами

Реєстраційний номер

№ 6444

Дата видачі

від 02.12.2020

Підстава надання

наказ від 20.10.2020 № 451 (надано)

(дата прийняття та номер наказу Держгеонадр, протоколу Міжвідомчої комісії з організації укладення та виконання угоди про розподіл продукції або протоколу аукціонного комітету та договору купівлі-продажу)

Вид користування надрами відповідно до статті 14 Кодексу України про надра, статті 13 Закону України «Про нафту і газ» та пункту 5 Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами

видобування

Мета користування надрами

видобування вуглеводнів

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

назва родовища

Північномакіївське родовище

географічні координати:	T.1	T.2	T.3	T.4	T.5	T.6	T.7	T.8	T.9
ПнШ	49°18'41"	49°20'06"	49°20'20"	49°16'30"	49°11'48"	49°11'04"	49°10'08"	49°08'11"	49°13'36"
СхД	37°58'37"	38°03'06"	38°06'20"	38°10'54"	38°11'26"	38°12'46"	38°13'06"	38°08'00"	38°04'12"

місцезнаходження:

Луганська область, Кремінський, Сватівський райони

(область, район, населений пункт)

прив'язка на місцевості відповідно до адміністративно-територіального устрою України:

150 км на північний захід від м. Луганськ

(напрямок, відстань від найближчого населеного пункту, залізничної станції, природоохоронних об'єктів)

площа

190,05 км²

(зазначається в одиницях виміру)

Обмеження щодо глибини використання (у разі потреби)

Вид корисної копалини відповідно до переліку корисних копалин загальнодержавного та місцевого значення, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 12 грудня 1994 р. № 827

газ природний, конденсат;

супутні корисні компоненти: етан, пропан, бутани

Загальний обсяг запасів (ресурсів) на час надання спеціального дозволу на користування надрами (основні, супутні):

станом на 01.01.2020:

газ природний (млн. м³): кат. С₁ – 23 (загальні), 15 (код класу 111), 8 (код класу 221), кат. С₂ – 144 (загальні), 144 (код класу 332), кат. С₃ – 835 (загальні), 835 (код класу 333); конденсат (тис. т): кат. С₁ – 2 (загальні), 1 (код класу 111), 1 (код класу 221), кат. С₂ – 10 (загальні), 10 (код класу 332); етан у газі природному (тис. т): кат. С₁ – 1 (загальні), 1 (код класу 111), кат. С₂ – 7 (загальні), 7 (код класу 332); пропан у газі природному (тис. т): кат. С₁ – 1 (загальні), 1 (код класу 111), кат. С₂ – 6 (загальні), 6 (код класу 332); бутани у газі природному (тис. т): кат. С₂ – 4 (загальні), 4 (код класу 332).

(одиниця виміру, категорія, обсяг)

Відомості про затвердження (апробацію) запасів корисної копалини (зазначається у разі видобування)

ДКЗ України, протокол від 04.03.2020 № 5058

(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:

1. Виконання рекомендацій ДКЗ України, протокол від 04.03.2020 № 5058.
2. Виконання умов:
 - Міндовкілля – лист від 05.10.2020 №25/2-22/6674-20
 - Висновку з оцінки впливу на довкілля від 06.08.2020 № 03/2-01/20204175683/12.
3. Своєчасна і в повному обсязі сплата обов'язкових платежів до Державного бюджету згідно з чинним законодавством.
4. Регулярно здійснювати комплекс досліджень (включаючи геофізичні) та вимірювань з метою контролю за розробкою родовища згідно з діючими правилами розробки нафтових і газових родовищ.
5. Щорічно звітувати перед Держгеонадрами про стан запасів вуглеводнів за формою 6-гр.
6. Забороняється провадження планованої діяльності, визначеної Законом України «Про оцінку впливу на довкілля», без дотримання вимог зазначеного Закону. Виконання екологічних умов провадження планової діяльності, визначених Висновком з оцінки впливу на довкілля.

Відомості про власника:

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «КУБ-ГАЗ»
КОД 30694895
61068, ХАРКІВСЬКА ОБЛ., МІСТО ХАРКІВ, ПРОСПЕКТ
МОСКОВСЬКИЙ, БУДИНОК 179-Б, ОФІС 604

(найменування юридичної особи, код згідно з ЄДРПОУ або, прізвище, ім'я, по батькові фізичної особи – товариш, ідентифікаційний номер, місцезнаходження)

Відомості про погодження надання спеціального дозволу на користування надрами:

Міндовкілля – лист від 05.10.2020 №25/2-22/6674-20

(найменування органу, який погодив надання дозволу, дата прийняття та номер документа про погодження)

Строк дії спеціального дозволу на користування надрами (кількість років)

20 (двадцять) років

(цифрами та словами)

Угода про умови користування ділянкою надр є невід'ємною частиною спеціального дозволу на користування надрами і визначає умови користування ділянкою надр

від

02.12.2020

№

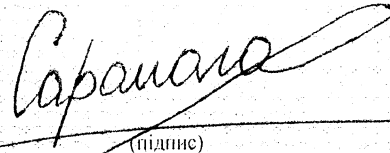
6447

(дата складення та номер угоди про умови користування надрами)

Особа, уповноважена підписати спеціальний дозвіл на користування надрами:

Заступник Голови
Державної служби геології
та надр України

(посада)



(підпис)

Р. К. САРАМАГА

(ініціали та прізвище)

МП:

Додаток до спеціального дозволу на користування надрами, наданого з метою видобування корисних копалин (вуглеводні) – газу природного, конденсату, супутніх корисних компонентів – етану, пропану, бутанів

Північномакіївського родовища

(назва корисної копалини та ділянки надр)

№ 6447 від «02» 12 2020 р.

Угода № 6447

про умови користування надрами
з метою видобування корисних копалин (вуглеводні)

м. Київ

02.12.2020

(дата укладення)

Державна служба геології та надр України, в особі Заступника
Голови Державної служби геології та
надр України
Саранаша Романа Костянтиновича,
який(а) діє на підставі розпорядження Кабінету Міністрів України
від 15.04.2020 № 418-р та наказу Державної служби
геології та надр України від 02.10.2020 № 431 (далі - Держгеонадра) з однієї
сторони та Товариство з обмеженою відповідальністю «КУБ-ГАЗ»,

(повне найменування юридичної особи або прізвище, ім'я та по батькові фізичної особи - підприємця)

який(а/е) зареєстрований(а/е) Виконавчим комітетом Луганської міської ради, 13.01.2000 р.,

(орган реєстрації, дата та реєстраційний номер)

реєстраційний 1 382 120 0000 000497,

код КВЕД 06.20. Добування природного газу; 06.10. Добування сирої нафти,

(код класифікації видів економічної діяльності щодо здійснення господарської діяльності з користування надрами)

в особі Генерального директора ТОВ «КУБ-ГАЗ» Качуріна Ярослава Олександровича,

(посада, прізвище, ім'я та по батькові)

який(а) діє на підставі Статуту

(назва документа)

(далі - Надрокористувач), з іншої сторони (далі разом - Сторони, а кожна окремо - Сторона) уклали цю Угоду про умови користування надрами з метою видобування корисних копалин (вуглеводні) (далі - Угода), яка є невід'ємною частиною спеціального дозволу на користування надрами від «02» 12.2020 року № 6447 (далі - Дозвіл), про нижчевикладене.

1. Предмет Угоди

1.1. Держгеонадра надає Надрокористувачу право тимчасового користування ділянкою надр з метою видобування корисних копалин (вуглеводні), а Надрокористувач зобов'язується виконувати та дотримуватись умов користування ділянкою надр, передбачених Дозволом, цією Угодою та нормами діючого законодавства.

2. Відомості про ділянку надр, яка надана в користування

2.1. Місцезнаходження ділянки надр Луганська область, Кременський, Сватівський райони, 150 км на північний захід від м. Луганськ.

2.2. Просторові межі ділянки надр, яка є предметом цієї Угоди, ступінь геологічного вивчення та освоєння об'єкта надрокористування, відомості про затвердження (апробацію) запасів вуглеводнів та загальна кількість їх запасів на час надання Дозволу вказуються Надрокористувачем у характеристиці ділянки надр, яка є Додатком 1 та невід'ємною частиною цієї Угоди.

3. Умови користування ділянкою надр, яка надана в користування

3.1. Умови користування надрами, види, обсяги, джерело фінансування та строки виконання Надрокористувачем робіт з метою видобування корисних копалин (вуглеводні) газу природного, конденсату, супутніх корисних компонентів – етану, пропану, бутанів,
(назва корисної копалини)

протягом строку дії Дозволу визначаються в Програмі робіт з видобування корисних копалин (вуглеводні), яка підписується Сторонами, є Додатком 2 та невід'ємною частиною цієї Угоди (далі – Програма робіт).

3.2. Програма робіт в цілому або окремі її показники, у разі потреби можуть змінюватися та/або доповнюватися за взаємною згодою Сторін у межах дії Дозволу та цієї Угоди.

3.3. Сторона, яка ініціює внесення змін та/або доповнень до Програми робіт, зобов'язана надати іншій Стороні відповідні письмові обґрунтування та підтверджуючі документи.

3.4. Сторона, яка одержала від іншої Сторони письмові обґрунтування з підтверджуючими документами та пропозиції щодо внесення змін та/або доповнень до Програми робіт зобов'язана в місячний термін надати іншій Стороні письмову вмотивовану відповідь щодо прийняття пропозицій щодо внесення змін та/або доповнень до Програми робіт.

3.5. Строк виконання робіт з метою видобування корисних копалин (вуглеводні) може бути продовжений за умови продовження строку дії Дозволу та цієї Угоди, із внесенням відповідних змін до Програми робіт.

3.6. Особливі умови користування надрами визначаються в Дозволі та цією Угодою і є обов'язковими до виконання Надрокористувачем.

4. Права Сторін на геологічну інформацію про надра

4.1. Використання та розпорядження Сторонами геологічною інформацією про надра здійснюється в порядку визначеному законодавством.

4.2. Геологічна інформація про надра, створена (придбана) за рахунок коштів державного бюджету є державною власністю.

4.3. Геологічна інформація про надра, створена (придбана) за рахунок коштів державного бюджету, надається Надрокористувачу на праві користування та володіння без права розпорядження на договірній основі в порядку визначеному законодавством.

4.4. Геологічна інформація про надра, створена (придбана) Надрокористувачем під час дії Дозволу за власні кошти, є його власністю.

4.5. Надрокористувач зобов'язаний в порядку визначеному законодавством у місячний строк повідомити Держгеонадрам про створення та/або придбання геологічної інформації.

4.6. Надрокористувач зобов'язаний повідомити Держгеонадрам про передачу ним права власності на геологічну інформацію чи права користування нею не пізніше ніж за 10 робочих днів до такої передачі.

5. Інші права та обов'язки Сторін

5.1. Держгеонадра має право:

5.1.1 витребувати у Надрокористувача звітні дані та інформацію про виконання цієї Угоди;

5.1.2 видавати та направляти Надрокористувачу в межах своєї компетенції відповідні приписи, розпорядження та/або повідомлення;

5.1.3 здійснювати відповідно до діючого законодавства державний геологічний контроль за раціональним і ефективним використанням надр Надрокористувачем;

5.1.4 притягувати Надрокористувача відповідно до діючого законодавства і умов цієї Угоди до відповідальності, в тому числі, тимчасово зупиняти дію Дозволу або припиняти право користування надрами шляхом анулювання Дозволу в порядку визначеному законодавством;

5.1.5 в установленому законодавством порядку вживати заходів до припинення всіх видів робіт з використання надр, що проводяться Надрокористувачем з порушенням стандартів та

правил і можуть спричинити псування родовищ, істотне зниження ефективності робіт або призвести до значних збитків, в тому числі якщо роботи ведуться з застосуванням методів і способів, що негативно впливають на стан надр, призводять до забруднення навколишнього природного середовища або шкідливих наслідків для здоров'я населення, а також в інших випадках, передбачених законодавством України;

5.1.6 у встановленому законодавством порядку вживати заходів до зупинення діяльності підприємств, установ та організацій, що здійснюють використання нафтогазоносних надр без спеціальних дозволів на користування або з порушенням умов, передбачених такими дозволами;

5.1.7 направляти матеріали щодо виявлених порушень в інші уповноважені державні органи для проведення контрольних дій і перевірок, притягнення Надрокористувача до відповідальності та/або вжиття заходів реагування відповідно до компетенції.

5.2. Держгеонадра зобов'язана:

5.2.1 своєчасно розглядати звернення Надрокористувача;

5.2.2 своєчасно розглядати отримані від Надрокористувача програми, плани, звіти та інші документи, які необхідні для виконання робіт, визначених цією Угодою.

5.3. При виконанні робіт відповідно до умов цієї Угоди Надрокористувач зобов'язаний:

5.3.1 забезпечити введення родовища або окремого покладу вуглеводнів у промислову розробку;

5.3.2 приступити до проведення робіт на визначеній ділянці надр не пізніше ніж через 180 календарних днів з моменту початку строку дії Дозволу;

5.3.3 здійснювати вимірювання кількості кожного виду вуглеводневої сировини, супутньої пластової води, а також закачки в пласти води та природного газу із застосуванням спеціального вимірювального обладнання, яке сертифіковане відповідно до законодавства;

5.3.4 передавати інформацію про кількість видобутої кожного виду вуглеводневої сировини в автоматизованому режимі до Централізованої системи обліку видобутку нафти, природного газу, газового конденсату, супутньої пластової води, а також закачки в пласти води та газу Державної служби геології та надр України, а також до Державної фіскальної служби України;

5.3.5 забезпечувати охорону надр та довкілля в межах ділянки надр, наданої в користування, а також забезпечувати приведення порушених земель у стан, придатний для використання за призначенням, або придатний для подальшого їх використання у суспільному виробництві відповідно до Програми робіт;

5.3.6 проводити роботи у терміни та в межах, зазначених у Програмі робіт;

5.3.7 дотримуватися вимог законодавства України, чинних стандартів, правил, норм виконання робіт, пов'язаних з користуванням надрами;

5.3.8 допускати уповноважених посадових осіб Держгеонадр для здійснення заходів державного геологічного контролю в порядку та на підставах визначених чинним законодавством України;

5.3.9 відшкодовувати у встановленому порядку збитки, заподіяні підприємствам, установам, організаціям, громадянам та довкіллю;

5.3.10 відшкодовувати у встановленому порядку власникам землі та землекористувачам збитки та втрати, завдані внаслідок користування земельними ділянками відповідно до мети користування надрами визначеної Дозволом;

5.3.11 використовувати надра відповідно до мети, для якої їх було надано;

5.3.12 забезпечувати безпеку людей, майна та навколишнього природного середовища;

5.3.13 дотримуватися вимог та умов, передбачених Дозволом та цією Угодою;

5.3.14 надавати в установленому порядку Держгеонадрам інформацію щодо користування надрами;

5.3.15 при виконанні робіт передбачених Дозволом та цією Угодою застосовувати прогресивні технології і техніку, що забезпечують повне, комплексне і раціональне використання надр;

5.3.16 зберігати розвідувальні гірничі виробки і свердловини, які можуть бути використані при розробці родовищ та в інших цілях, і ліквідовувати у встановленому порядку виробки і свердловини, які не підлягають подальшому використанню;

5.3.17 зберігати геологічну і виконавчо-технічну документацію, зразки гірських порід і руд, дублікатів проб корисних копалин, які можуть бути використані при подальшому вивченні та використанні надр;

5.3.18 дотримуватися протипожежної безпеки на родовищі та нести за неї персональну відповідальність;

5.3.19 зупинити виконання на наданій йому у користування ділянці надр цільових робіт, передбачених Дозволом, протягом 20 календарних днів після зупинення дії Дозволу та негайно після анулювання Дозволу;

5.3.20 у разі зупинення дії Дозволу проводити на ділянці надр роботи, пов'язані із запобіганням виникненню аварійної ситуації або усуненням її наслідків, а також виконувати заходи, спрямовані на усунення порушень, що стали підставою для зупинення дії Дозволу;

5.3.21 проводити у порядку встановленому законодавством повторну експертизу та оцінку запасів родовищ(а) корисних копалин ділянки (ділянок) надр зазначеної (зазначених) у Дозволі та цій Угоді;

5.3.22 внести зміни до Дозволу та цієї Угоди протягом 3 (трьох) місяців з моменту проведення повторної експертизи та оцінки запасів родовищ(а) корисних копалин ділянки (ділянок) надр;

5.3.23 забезпечити раціональне комплексне використання і охорону нафтогазоносних надр згідно з цією Угодою та Програмою робіт;

5.3.24 створити безпечні для працівників і населення умови проведення робіт, пов'язаних з користуванням ділянкою надр отриманою з метою видобування вуглеводнів;

5.3.25 надавати та оприлюднювати інформацію про загальнодержавні та місцеві податки і збори, інші платежі, а також про виробничу (господарську) діяльність, необхідну для забезпечення прозорості у видобувних галузях, відповідно до порядку, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 02.12.2015 № 1039;

5.3.26 у встановленому порядку забезпечити виконання вимог законодавства про оцінку впливу на довкілля.

5.4. При ліквідації робіт відповідно до умов цієї Угоди Надрокористувач зобов'язаний:

5.4.1 провести та здійснити фінансування ліквідаційних робіт відповідно до затвердженого в установленому порядку Проекту робіт;

5.4.2 у випадку повної або часткової ліквідації чи консервації гірничодобувного об'єкта гірничі виробки привести у стан, який гарантує безпеку людей, майна і навколишнього природного середовища, а в разі консервації - зберегти родовища та гірничі виробки на весь період консервації;

5.4.3 здійснювати за погодженням з органами державного гірничого нагляду та іншими заінтересованими органами у порядку встановленому законодавством ліквідацію і консервацію гірничодобувних об'єктів або їх ділянок.

5.5. Надрокористувач має право:

5.5.1 здійснювати на наданій йому ділянці надр розробку родовища корисних копалин (видобування вуглеводнів) та інші роботи згідно з умовами Дозволу та цієї Угоди;

5.5.2 розпоряджатися видобутими корисними копалинами в порядку визначеному законодавством України;

5.5.3 вести, припиняти свою діяльність на отриманій в користування ділянці надр на умовах, визначених Дозволом, цією Угодою та законодавством України;

5.5.4 при виконанні робіт відповідно до Дозволу та умов цієї Угоди залучати на підрядних умовах виконавців окремих видів робіт, пов'язаних з користуванням нафтогазоносними надрами, які мають технічні можливості, що відповідають вимогам чинного законодавства, за умови прийняття ними відповідальності за порушення екологічних стандартів і вимог.

5.6. Надрокористувач несе відповідальність за дотриманням залученими виконавцями умов Дозволу та умов користування надрами відповідно до вимог чинного законодавства.

6. Контроль за виконанням умов користування надрами та положень цієї Угоди

6.1. Контроль за виконанням умов користування надрами відповідно до діючого законодавства та положень цієї Угоди, здійснюється незалежно кожною із Сторін.

6.2. Надрокористувач при проведенні робіт здійснює різні види виробничого контролю, а також здійснює контроль за виконанням та якістю робіт, які проводить залучений виконавець.

6.3. Держгеонадра проводить заходи державного геологічного контролю за виконанням умов користування надрами та положень цієї Угоди в межах повноважень відповідно до діючого законодавства.

6.4. Держгеонадра за результатами проведених нею заходів геологічного контролю, безпосередньо або за поданням органів державного гірничо-технічного, екологічного і санітарного контролю, та органів місцевого самоврядування у разі порушення Надрокористувачем умов користування надрами:

6.4.1 зупиняє дію Дозволу у випадках передбачених статтею 26 Закону України «Про нафту і газ» та в інших випадках, передбачених законодавством;

6.4.2 припиняє право користування надрами шляхом анулювання Дозволу у випадках, передбачених статтею 27 Закону України «Про нафту і газ» та в інших випадках, передбачених законодавством;

6.4.3 звертається з позовом до адміністративного суду з метою припинення всіх видів робіт із використання надр, що проводяться з порушенням стандартів та правил і можуть спричинити псування родовищ, істотне зниження ефективності робіт або призвести до значних збитків, а також вживає заходів до зупинення діяльності підприємств, установ та організацій, що здійснюють використання нафтогазоносних надр без спеціальних дозволів або з порушенням умов, передбачених цими дозволами.

6.5. Дія Дозволу поновлюється Держгеонадрами за умови:

- усунення Надрокористувачем причин, що призвели до зупинення його дії;
- сплати Надрокористувачем усіх сум фінансових санкції, накладених у зв'язку з причинами, що обумовили зупинення його дії.

6.6. Надрокористувач має право оскаржити в судовому порядку накази Держгеонадр про зупинення та припинення права користування ділянкою надр шляхом анулювання Дозволу.

7. Інформування Сторін. Щорічна звітність

7.1. Надрокористувач зобов'язаний щороку подавати до Держгеонадр інформацію щодо стану виконання Програми робіт за формою встановленою законодавством та надавати відповідні пояснення з питань, що віднесені до компетенції Держгеонадр.

7.2. Надрокористувач зобов'язаний в установленому порядку подавати до Держгеонадр щорічні звіти відповідно до форм звітності щодо обліку запасів корисних копалин.

7.3. Держгеонадра зобов'язана своєчасно інформувати Надрокористувача з питань, які віднесені до її компетенції і виникають стосовно виконання умов Дозволу та положень цієї Угоди.

8. Конфіденційність

8.1. Уся інформація, отримана чи придбана Сторонами в процесі виконання робіт, є конфіденційною. Порядок і умови користування інформацією, встановлюється власником інформації відповідно до чинного законодавства.

8.2. Вимоги конфіденційності, передбачені статтею 8.1. цієї Угоди, залишаються в силі після припинення строку дії цієї Угоди, якщо інше не передбачено чинним законодавством.

8.3. Конфіденційність цієї Угоди не поширюється на умови, врегульовані чинним законодавством України, та щодо органів, які здійснюють контроль за їх виконанням.

8.4. Не є порушенням конфіденційності цієї Угоди надання відомостей, документів та інформації контролюючим, судовим, державним органам у випадках, передбачених чинним законодавством.

9. Обставини непереборної сили

9.1. Невиконання або неналежне виконання зобов'язань за цією Угодою є виправданим і не спричиняє відповідальності у тому разі, якщо таке невиконання чи неналежне виконання є наслідком випадку або обставин непереборної сили, які виникли після укладення цієї Угоди, перебувають поза межами контролю Сторін, та які Сторони не могли ані передбачити, ані попередити розумними заходами.

9.2. Під випадком Сторони розуміють надзвичайну подію, яка не носить характеру невідвратної, однак є непередбачуваною і раптовою для Сторін, а саме: акти або дії органів державного управління, рішення органів місцевого самоврядування, зміни в законодавстві України за умови, що дані обставини безпосередньо вплинули на своєчасне виконання зобов'язань Сторони. Під обставинами непереборної сили Сторони розуміють повинь, пожежу, землетрус та інші стихійні лиха, оголошену та неоголошену війну, воєнні дії, загрозу війни,

терористичний акт, блокаду, революцію, заколот, повстання, масові заворушення та інші події, що не залежать від волі Сторін.

9.3. При настанні обставин, зазначених у пункті 9.1., Сторона, яка опинилася під їх впливом, повинна в розумний строк, але не пізніше ніж через 7 календарних днів з дня їх виникнення, без затримки повідомити про це іншу Сторону та надати протягом 60 календарних днів документи, що підтверджують їх настання. Повідомлення повинно містити інформацію про характер обставин і, якщо можливо, оцінку їх впливу на можливість виконання стороною своїх зобов'язань за цією Угодою та примірний графік виконання зобов'язань.

9.4. Після повідомлення про виникнення обставин непереборної сили Сторони, у найкоротший термін, проводять зустріч (у разі необхідності) з метою прийняття спільного рішення щодо подальшого виконання умов цієї Угоди.

9.5. Після припинення обставин, зазначених у пункті 9.1., Сторона, що опинилася під впливом обставин непереборної сили, повинна без затримки, але не пізніше ніж через 5 календарних днів з дня припинення, повідомити про це іншу Сторону у письмовій формі. Повідомлення повинно містити термін, в який передбачається виконати зобов'язання за цією Угодою.

9.6. Факт настання обставин непереборної сили повинен бути підтверджений документально компетентним органом (сертифікат торгово-промислової палати).

В разі відсутності підтвердження Сторона, яка не виконала свої зобов'язання, несе відповідальність в повному обсязі відповідно до вимог законодавства.

10. Використання українського потенціалу

10.1. У процесі надрокористування на ділянці надр, Надрокористувач використовуватиме обладнання, механізми, засоби, приладдя, устаткування та ін. переважно вітчизняних виробників (в тому числі послуги) тією мірою, у якій їх ціни та якість, порівняно зі світовими цінами та якістю, будуть технічно, технологічно й економічно доцільними, та не призводитимуть до зниження рівня виробництва та екологічної безпеки.

11. Набуття чинності, зміни, розірвання та припинення Угоди

11.1. Ця Угода набирає чинності з дня реєстрації Дозволу та припиняє свою дію з моменту припинення права користування надрами шляхом анулювання Дозволу або закінчення строку дії Дозволу.

11.2. Дія цієї Угоди автоматично зупиняється, в частині виконання робіт, передбачених Дозволом у випадку його зупинення та поновлюється у разі поновлення дії Дозволу.

11.3. Якщо інше прямо не передбачено цією Угодою або чинним в Україні законодавством, продовження строку дії, внесення змін та доповнень до цієї Угоди здійснюється в порядку встановленому законодавством України шляхом викладення цієї Угоди в новій редакції, яка стає чинною після її письмового оформлення Сторонами та підписання уповноваженими особами Сторін.

11.4. Одностороння відмова від виконання умов цієї Угоди повністю або частково не допускається. Право односторонньої відмови від цієї Угоди надається Держгеонадрам у випадку припинення права користування надрами шляхом анулювання Дозволу.

11.5. Кожна Сторона підтверджує, що обидва примірники цієї Угоди підписані від її імені особою, яка має право вчиняти юридичні дії від імені відповідної юридичної (фізичної особи - підприємця) особи. Кожна Сторона гарантує, що нею виконані усі умови і формальності, передбачені її установчими документами, щодо прийняття органами управління рішення про погодження і підписання цієї Угоди, а особа, яка підписала цю Угоду, має для цього достатній обсяг повноважень. Жодна із Сторін не може посилатися у спорі з другою Стороною на обмеження представництва особи, яка підписала цю Угоду від її імені, або на недостовірність відомостей щодо представництва.

11.6. Сторони несуть повну відповідальність за правильність вказаних ними у цій Угоді реквізитів, а у випадку зміни: реквізитів, юридичної чи фактичної адреси, назви, установчих документів, Сторона, у якої відбулася така зміна, повинна повідомити про це іншу Сторону у строки та в порядку визначеному законодавством України. У разі неповідомлення Сторони несуть ризик настання пов'язаних із ним несприятливих наслідків.

11.7. Усі правовідносини, що виникають з цієї Угоди або пов'язані із нею, у тому числі пов'язані із дійсністю, укладенням, виконанням, зміною та припиненням цієї Угоди, тлумаченням її умов, визначенням наслідків недійсності або порушення Угоди, регулюються цією Угодою та відповідними нормами чинного законодавства України.

11.8. Ця угода складена українською мовою у двох автентичних примірниках, які мають однакову юридичну силу, по одному примірнику для кожної із Сторін.

12. Додатки до Угоди

12.1. Невід'ємною частиною цієї Угоди є:

- Додаток 1 - Характеристика ділянки надр;
- Додаток 2 – Програма робіт.

13. Юридичні адреси, реквізити та підписи Сторін

**Державна служба
геології та надр України**

03680, м. Київ,
вул. Антона Цедіка, 16
ЄДРПОУ 37536031
тел. (044) 536-13-20

*Заступник Голови
Державної служби
геології та надр України
Сараб'яга Р.К.*

(посада, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Надрокористувач

**Товариство з обмеженою відповідальністю
«КУБ-ГАЗ»**

юридична адреса: 61068, м. Харків, пр-т
Московський, 179-Б, офіс 604.

ЄДРПОУ 30694895

тел. (057) 717-70-29, факс (057) 717-73-60

п/р IBAN UA 573003460000026009015809101 в
АТ «АЛЬФА-БАНК»

Витяг з реєстру платників ПДВ № 1528054500015
від 09.02.2015 року,

ПІН 306948912018

Генеральний директор

Качурін Я.О.

(посада, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)



Примітки:

1. Угода та додатки подаються до Держгеонадр у двох примірниках, оформлюються заявником відповідно до примірних форм і засвідчуються підписом уповноваженої особи заявника.
2. Заповнення назв, найменувань та відомостей заявника в передбачених для цього місцях в Угоді та додатках, рекомендовано здійснювати відповідним шрифтом (Times New Roman) з установленим розміром (12).

Додаток 1

до Угоди про умови користування
надрами з метою видобування
корисних копалин (вуглеводні)

від «02» 12 2020 № 6447

ХАРАКТЕРИСТИКА

ділянки надр

1. Загальні відомості про ділянку надр.

В адміністративному відношенні Північномакіївське газоконденсатне родовище розташоване в межах Кременського та Сватівського районів Луганської області України.

Найближчими великими населеними пунктами є міста Кременна, Рубіжне, Привілля, Сватово; села Краснореченське, Новонікольське, Червонопоповка, Залиман, Нововодяне, Кармазинівка та ін., пов'язані між собою асфальтовими та ґрейдерними дорогами.

Через ліцензійну ділянку проходить автотраса Куп'янськ-Старобільськ, Чугуїв-Мілове. Південно-східніше родовища пролягає залізниця Харків-Кременна-Луганськ.

Обласний центр, м. Луганськ, розташований південно-східніше на відстані 150 км.

Поблизу знаходяться Макиївське і Зайцівське газоконденсатні та Дружелюбівське і Ольгівське нафтогазоконденсатні родовища, які перебувають у розробці.

На південний захід від ліцензійної ділянки розташована Макиївська УКПГ, що обслуговує видобуток та підготовку газу до транспортування зі свердловин Макиївського ГКР. Система шлейфів газопроводів з'єднується з магістральним газопроводом Шебелинка-Слов'янськ-Луганськ, а на південно-західному напрямку пролягає магістральний нафтопровід Лисичанськ-Кременчук.

У 2014 р. фахівцями ДП «Укрнаукагеоцентр» виконано геолого-економічну оцінку (ГЕО) запасів газу і конденсату Північномакіївського родовища, уточнено геологічну модель, та пораховано перспективні ресурси можливих покладів, які належать до карбонатних (М-6а, М-6б), та теригенних (Б-2а, В-20) пластів колекторів московського і башкирського ярусу середнього і візейського ярусу нижнього відділів кам'яновугільної системи (протокол ДКЗ №3271 від 20.11.2014 р.).

У 2019-2020 рр. ТОВ «Науково-вишукувальний геологічний центр» на замовлення ТОВ «КУБ-ГАЗ» виконано геолого-економічну оцінку запасів Північномакіївського газоконденсатного родовища. Необхідність виконання даної роботи обумовлена, створенням нової геологічної моделі Північномакіївської ліцензійної ділянки на основі переінтерпретації сейсмічних матеріалів, у т. ч. з використанням атрибутивного аналізу та AVO-аналізу, з виконанням прогнозу поширення порід-колекторів з покращеними фільтраційно-ємнісними властивостями, перспективних на виявлення покладів вуглеводнів. Поряд з цим, виконання ГЕО було здійснено також у відповідності до Програми робіт, яка була невід'ємною частиною угоди про умови користування надрами з метою геологічного вивчення, у т. ч. дослідно-промислової розробки вуглеводнів Північномакіївської площі (угода від 20.07.2016 №3915, спеціальний дозвіл від 29.10.2010 №3915), та рекомендації протоколу ДКЗ України від 20.11.2014 №3271.

Матеріали геолого-економічної оцінки запасів Північномакіївського газоконденсатного родовища були розглянуті на засіданні колегії ДКЗ України та затверджені протокольным рішенням від 04.03.2020 №5058. Затверджені запаси вільного газу, конденсату та супутніх вуглеводневих корисних компонентів у вільному газі Північномакіївського родовища станом на 01.01.2020 р. склали:

Корисна копалина, супутній елемент	Одиниця виміру	Категорія	Поточні на 01.01.2020 р. запаси вуглеводнів			
			загальні	балансові (видобувні)	позабалансові (залишкові)	з невизначеним промисловим значенням
				код класу		
1	2	3	4	111	221	332
Газ вільний	млн. м³	C ₁	23	15	8	-
		C ₂	144	-	-	144

1	2	3	4	5	6	7
Конденсат	тис. т	C ₁	2	1	1	-
		C ₂	10	-	-	10
Етан у вільному газі	тис. т	C ₁	1	1	-	-
		C ₂	7	-	-	7
Пропан у вільному газі	тис. т	C ₁	1	1	-	-
		C ₂	6	-	-	6
Бутани у вільному газі	тис. т	C ₁	-	-	-	-
		C ₂	4	-	-	4

Поряд з цим, початкові перспективні ресурси категорії C₃ (клас 333) складають: вільний газ – 835 млн. м³; конденсат – 54 тис. т; супутні вуглеводневі корисні компоненти – 97 тис. т.

Північномакіївське газоконденсатне родовище за величиною видобувних запасів віднесене до дуже дрібних, за складністю геологічної будови, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів – до складних.

Запаси та перспективні ресурси вуглеводнів покладів Північномакіївського газоконденсатного родовища згідно протоколу ДКЗ від 04.03.2020 №5058 визнано підготовленими до подальшого видобування вуглеводнів (промислова розробка) на умовах геолого-економічного ризику користувача надр за рекомендованим в ТЕО оптимальним варіантом розробки.

Згідно розрахунків основних показників розробки експлуатаційних об'єктів проектний рентабельний період розробки родовища – 2021-2073 рр. Видобуток за рентабельний період розробки складе: 815,5 млн. м³ газу і 33,41 тис. т конденсату.

2. Географічні координати кутових точок та площа ділянки надр.

Ліцензійна ділянка Північномакіївського родовища на поверхні обмежується наступними географічними координатами кутових точок:

№ з/п	ПнШ	СхД
1	49°18'41"	37°58'37"
2	49°20'06"	38°03'06"
3	49°20'20"	38°06'20"
4	49°16'30"	38°10'54"
5	49°11'48"	38°11'26"
6	49°11'04"	38°12'46"
7	49°10'08"	38°13'06"
8	49°08'11"	38°08'00"
9	49°13'36"	38°04'12"

Площа ліцензійної ділянки становить 190,05 км².

По глибині – без обмежень.

3. Геологічна характеристика (ступінь геологічного вивчення та освоєння об'єкта надрокористування тощо).

У геологічній будові Північномакіївського родовища приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем. Палеозойські відклади залягають на еродованій поверхні кристалічного фундаменту.

У тектонічному відношенні Північномакіївське родовище розташоване в південно-східній частині північного борту Дніпровсько-Донецької западини, в перехідній зоні між складчастим Донбасом і південним схилом Воронезької антеклізи.

Гідрогеологічно Північномакіївське родовище знаходиться у межах південно-східної частини північної бортової зони Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Гідрогеологічні умови характеризуються наявністю двох гідродинамічних зон: активного та сповільненого водообміну. Верхня гідродинамічна зона охоплює кайнозойський, верхньокрейдний водоносні комплекси та водоносні горизонти середньоярських відкладів. Нижня гідродинамічна зона розкрита в межах глибин 622-4698 м і містить водоносні комплекси нижньомезозойських і палеозойських відкладів: тріасовий, верхньокам'яновугільний,

середньокам'яновугільний, нижньо-кам'яновугільний, девонський, які розділені між собою товщами та прошарками слабопроникних порід.

З продуктивної частини на Північномакіївському родовищі проби пластової води були відібрані у св. №3 (інт. 2350-2359 м, пласт В-20). За хімічним складом вода хлоркальцієвого типу. За результатами проведених аналізів: мінералізація змінюється від 65,07 г/л до 165,71 г/л, густина рідини в стандартних умовах – 1,045-1,116 г/см³, коефіцієнт метаморфізації – 0,55-1,02, коефіцієнт сульфатності – 0,0011-0,0093. Вміст йоду 0,79-11,17 мг/л, бром 82,10-480,93 мг/л.

На глибині 2344 м пластовий тиск становить 24,33 МПа, що відповідає градієнту 0,01038 МПа/м. Величина геотермічного градієнту становить 3,0°C/100 м.

Перші дані про геологічну будову Північномакіївського родовища були отримані при проведенні структурно-пошукових робіт (А.Г. Галака, А.Т. Мурич, трест «Луганськвуглегеологія», 1959-1960 рр.) і сейсмічних досліджень МВХ (А.К. Ільницький, Г.П. Дворянин, трест «Укргеофізика», 1959-1962 рр.) при вивченні суміжних Краснопопівського підняття і Медвежанського структурного виступу.

Сейсморозвідувальні дослідження МСГТ в даному регіоні були розпочаті ПГРЕ в 1979 р. силами с.п. 259, що проводила роботи з використанням вибухових джерел збудження, та с.п. 279, яка використовувала імпульсні джерела збудження (ГСК-10). Пізніше сейсмічні дослідження продовжувалися партіями 86, 87 та 89.

За результатами тематичних досліджень на Дружелюбівсько-Червонопопівській площі південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини, що виконана Придніпровською ГРЕ (автори Павловець Л.Е., Верповський М.М., 2008 р.), побудовані структурні карти масштабу 1:5000 по відбивальних горизонтах V_{B2-n} і VII РЄ, та проведено їх зіставлення з даними граві-, магніторозвідки і МЗХ; визначені основні тектонічні елементи в межах площі, виявлені в нижньокам'яновугільних відкладах нові Північноольгівська та Південнонестукаївська структури, в осадовому чохла на різних стратиграфічних рівнях встановлена наявність локальних напівантиклінальних та антиклінальних структур.

У 2010 р. ТОВ «КУБ-ГАЗ» отримало спеціальний дозвіл на геологічне вивчення, у т. ч. дослідно-промислово розробку Північномакіївської площі (спеціальний дозвіл від 29.12.2010 №3915). Перед початком буріння на даній площі, ТОВ НВП «Східгеофізика» в 2011 р. на замовлення ТОВ «КУБ-ГАЗ» провело узагальнюючі дослідження по матеріалах сейсморозвідки минулих років, результати яких підтвердили передбачувані основні елементи геологічної будови Північномакіївської площі, уточнили і деталізували їх, а також, дали змогу виділити перспективні пошукові об'єкти на Нестукаївській і Житлівській структурах і надати рекомендації для подальшого їх вивчення, деталізації і проведення пошукових робіт. Результати робіт представлені у вигляді структурних карт масштабу 1:50 000 по горизонтах V_{B1}³(C_{1S1}), V_{B1}(C_{1S2}) V_{B1}(C₂⁵), V_{A2}¹(C₃) і структурної схеми по горизонту V_{B2} (C_{1V2}).

На цій підставі в 2012 р. площа введена в пошукове буріння. У межах Нестукаївської структури Північномакіївської площі на протязі першої половини 2012 р. було пробурено пошукову свердловину №1 глибиною 2509 м. Свердловиною розкрито розріз осадових порід кайнозою, верхньої крейди, юри, тріасу, верхнього, середнього та нижнього відділів кам'яновугільної системи. При випробуванні в експлуатаційній колоні горизонтів С-6, С-5, С-4 припливу пластового флюїду не отримано. Вище по розрізу башкирські і московські відклади за даними ГДС представлені головним чином водонасиченими і ущільнено-водонасиченими пісковиками, алевролітами і вапняками. Свердловина ліквідована за категорією І пункт «а» як така, що виконала своє геологічне призначення та опинилася в несприятливих геологічних умовах.

Одночасно з бурінням свердловини №1 на площі проводились польові сейсмічні роботи за технологією 3D, які виконані ТОВ «Інтегровані нафтогазові технології НАДРА» на замовлення ТОВ «КУБ-ГАЗ». Дані, що отримані при обробці та інтерпретації 3D кубу, дозволили впевнено виділити низку структур та перспективних об'єктів для проведення пошукових робіт. Підтверджено наявність Житлівської та Нестукаївської структур, розміри та характерні риси яких значно уточнилися після отримання даних 3D сейсморозвідки, виявлено Східно-Нестукаївську структуру. Також уточнено трасування і амплітуду основних тектонічних порушень. Виділено ще три нові перспективні об'єкти.

Похило-скерована свердловина №2 глибиною 3150 м була введена в буріння невдовзі після свердловини №1 (кінець буріння – 28.01.2013 р.) на Житлівському склепінні з метою пошуків вуглеводнів у кам'яновугільних відкладах. Свердловиною розкрито розріз осадових порід кайнозою, верхньої крейди, юри, тріасу, верхнього, середнього відділу кам'яновугільної системи. Перед проведенням ГДС під час шаблонування свердловини буровий інструмент було прихоплено на глибині 3121 м. Усі спроби звільнити його виявилися марними, що призвело до втрати частини стовбуру з глибини 3097 м до 3150 м, яку було ліквідовано з технічних причин за категорією III пункт «а».

За результатами ГДС у свердловині виділено водоносні пісковики в горизонтах московського та башкирського ярусів середнього карбону. Інтервалів для випробування в колоні не виділено, тому, залишкова частина стовбуру свердловини ліквідована за категорією I пункт «а» як така, що виконала своє геологічне призначення та опинилася в несприятливих геологічних умовах.

На підставі аналізу матеріалів пошукового буріння і результатів 3D сейсмічної зйомки був складений «Уточнений проект геологічного вивчення Північномакіївської площі Луганської області», згідно якого на Східно-Нестукаївському піднятті була пробурена пошукова свердловина №3 глибиною 2427 м. Свердловиною розкрито розріз нижнього, середнього та верхнього відділів кам'яновугільної системи і відклади мезокайнозою та частково (8,5 м) породи фундаменту. При випробуванні в процесі буріння інтервалу 2427-2344 м (гор. В-20, В-25-26, PR) було отримано приплив пластової води з фільтратом, газу та конденсату (нафти). Орієнтовно дебіт газу склав 2258 м³/д, дебіт нафти – 3,66 м³/д, дебіт пластової води з фільтратом – 9,15 м³/д. При випробуванні горизонтів В-25-26 та В-20 в експлуатаційній колоні отримали приплив пластової води. На даний час свердловина знаходиться в консервації.

У 2014 р. було розпочата бурінням пошукова свердловина №4 (проектний горизонт – С_{2b} (Б-5), проектний вибій – 2000 м). Метою буріння було пошуки покладів вуглеводнів у московських і башкирських відкладах середнього карбону. У зв'язку з тим, що свердловина знаходилась у безпосередній близькості до територій бойових дій, пов'язаних з АТО, 01.07.2014 р. свердловина була введена у тимчасову консервацію. На даний час свердловина продовжує перебувати у консервації. Фактичний вибій свердловини – 100 м. У свердловині спущений і зацементований кондуктор Ø 340 мм.

У зв'язку з отриманими результатами геологорозвідувальних робіт на Північномакіївській ліцензійній ділянці, ТОВ «КУБ-ГАЗ», враховуючи складність геологічної будови, умови залягання і мінливості властивостей продуктивних пластів, з метою мінімізації ризиків отримання негативних результатів буріння наступних проектних свердловин, спрямувало наступні геологорозвідувальні роботи на вивчення розповсюдження порід-колекторів, а також виконання дистанційних методів досліджень.

У 2016-2017 рр. ТОВ «Науково-виробничий центр «Укргеотехнології» проведені структурно-термо-атмогеохімічні дослідження в межах Північномакіївської площі на основі комплексного вивчення матеріалів сейсмічних досліджень, результатів дешифрування дистанційних досліджень, розподілу газогеохімічних, термометричних, еманаційних показників та їх відношень, за результатами яких проведено районування території щодо перспектив на пошуки покладів ВВ і складено схему розташування перспективних ділянок, з якими можуть бути пов'язані поклади вуглеводнів.

У 2017 р. ТОВ «ГЕОЮНІТ» здійснено перегляд геолого-геофізичних матеріалів за результатами 3D сейсміки та виконано аналіз хвильового поля з метою прогнозу фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних горизонтів для пошуку ділянок з кондиційними колекторськими властивостями, перспективних на виявлення покладів вуглеводнів у межах Північномакіївської площі.

Аналогічні роботи проведені з метою пошуків ділянок з кондиційними фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів в межах Ольгівського, Макіївського родовищ.

В 2018 р. ДП «Укрнаукагеоцентр» з метою пошуків і розвідки покладів вуглеводнів та оцінки промислового значення їх запасів на основі комплексного аналізу геолого-геофізичних даних, результатів буріння та випробування свердловин виконаний «Проект пошуково-розвідувального буріння на Північномакіївській площі Луганської області», яким передбачалось буріння трьох пошукових свердловин 103, 104, 105.

У 2019 р. фахівцями ДП «Науканафтогаз» виконано деталізаційну динамічну інтерпретацію сейсмічних даних у межах Північномакіївської площі, за результатами якої виконано AVO-аналіз, уточнено прогноз фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних горизонтів, а також надані рекомендації щодо положення проектних свердловин.

На Північномакіївському родовищі за даними висновків ГДС та результатами лабораторних досліджень керна виділені газові поклади, які по стратиграфічній належності і літолого-фаціальному складу поділяються на підрахункові об'єкти у розрізі середнього відділу кам'яновугільної системи – московський ярус (C_2m) – М-6а, М-6б; башкирський ярус (C_2b) – Б-2а; нижнього відділу кам'яновугільної системи – візейський ярус (C_2v) – В-20, що розкриті свердловинами №№1, 2, 3. Також прогнозується можлива газонасиченість додатково 3 покладів, що знаходяться в окремих блоках. Окрім того, за результатами AVO-аналізу можна припустити наявність насичення газом пласта Б-6.

Дослідження літолого-фізичних властивостей порід-колекторів Північномакіївського родовища проводилися в лабораторії фізики пласта ДП «Укрнаукагеоцентр».

Пласт М-6а стратиграфічно належить до верхньої частини розрізу світи C_2^5 . В контурі продуктивності пласт розкритий свердловиною №1 в північній частині ліцензійної ділянки в інт. 1314,4-1317,6 м (склепіння А).

Газонасиченість пласта встановлена за даними ГДС, в експлуатаційній колоні пласт не випробувався.

Літологічно колектор представлений пропластком вапняка ефективною газонасиченою товщиною 1,0 м, пористістю 13,8 %, газонасиченістю 65 %.

У свердловині №2 аналог продуктивного пласта ущільнений, а в св. №3 – водонасичений із загальною ефективною товщиною 2,2 м, пористістю 16,7 %.

Поклад пластовий, склепінний тектонічно обмежений, з розмірами 4,28×1,24 км при висоті 59 м. Газоводяний контакт (ГВК) пробуреною свердловиною не підсічений, НГВП прийнята на абсолютній відмітці (-)1179,7 м, що відповідає підшві газонасиченого пласта у св. №1. УГВК прийнятий на абсолютній відмітці (-) 1200,0 м – що відповідає останній замкненій ізогіпсі.

За промисловим значенням запаси покладу в межах НГВП віднесені до групи невизначених, за ступенем геологічного вивчення – до групи попередньо-розвіданих та оцінені за кодом класу 332. Нижче встановленої продуктивності, але в межах УГВК проведена оцінка перспективних ресурсів коду класу 333.

Окрім встановленого покладу, за даними структурних побудов, в південному напрямку від блоку А, вздовж тектонічного порушення І-І простежується прискидова структурна форма (блок Б), в межах якої є сприятливі пасткові умови для існування покладів вуглеводнів.

Прогнозний поклад – пластовий, склепінний, тектонічно обмежений з розмірами 2,7×1,22 км, висота 33 м. Умовний газоводяний контакт (УГВК) прийнятий на абсолютній відмітці (-) 1225, що відповідає 100 % заповненню пастки.

За промисловим значенням обсяги вуглеводнів покладу віднесені до групи з невизначеним промисловим значенням, за ступенем геологічного вивчення – до групи перспективних ресурсів та оцінені за кодом класу 333.

Пласт М-6б стратиграфічно належить до середньої частини розрізу світи C_2^5 . У продуктивній частині пласт розкритий лише свердловиною №1 в північній частині ліцензійної ділянки в інтервалі глибин 1355,8-1358,0 м (склепіння А).

У свердловині №2 пласт-аналог ущільнений, а в св. №3 – водонасичений ($h_{\text{зар.эф}}=1,6$ м; $k_{\text{п}}=0,170$). Газонасиченість пласта встановлена за даними ГДС. В експлуатаційній колоні пласт не випробувався.

Літологічно колектор представлений вапняком, ефективна газонасичена товщина якого становить 1,0 м, пористість 9,2 %, газонасиченість 60 %.

Поклад пластовий, склепінний тектонічно обмежений з розмірами 4,3×1,28 км, висота 68,0 м. ГВК свердловиною не підсічений, НГВП прийнята на абсолютній відмітці (-)1220,0 м, що відповідає підшві газонасиченого пласта у св. №1. УГВК прийнятий на абсолютній відмітці (-) 1250,0 м, що відповідає останній замкненій ізогіпсі.

За промисловим значенням запаси покладу в межах НГВП віднесені до групи невизначених, за ступенем геологічного вивчення – до групи попередньо-розвіданих та оцінені за

кодом класу 332. Нижче встановленої продуктивності, але в межах УГВК проведена оцінка перспективних ресурсів коду класу 333.

Аналогічно пласту М-6а в межах південної частини Нестукаївського структурного елементу, вздовж тектонічного порушення I-I простежується присклепінна напівантиклінальна складка, яка зрізана тектонічним порушенням (блок Б). Враховуючи, що вищезазначені склепіння знаходяться на одному гіпсометричному рівні, в них є сприятливі пасткові умови для накопичення вуглеводнів.

Прогнозний поклад – пластовий, склепінний, тектонічно обмежений з розмірами 1,75×1,06 км, висота 17 м. УГВК прийнятий на абсолютній відмітці (-)1250,0 м що відповідає 100 % заповненню пастки.

За промисловим значенням обсяги вуглеводнів покладу віднесені до групи з невизначеним промисловим значенням, за ступенем геологічного вивчення – до групи перспективних ресурсів та оцінені за кодом класу 333.

Пласта Б-2а стратиграфічно належить до середньої частини розрізу світи C_2^4 . У контурі продуктивності пласт розкритий свердловиною №1 в північній частині ліцензійної ділянки (інт. 1501,4-1503,6 м, склепіння А). У свердловинах №№2, 3 аналог продуктивного пласта водоносний.

Газонасиченість пласта встановлена лише за даними ГДС. В експлуатаційній колоні пласт не випробувався.

Літологічно колектор представлений алевролітом ефективною газонасиченою товщиною 1,4 м, пористість становить 16,3 %, газонасиченість – 61 %.

Поклад пластовий, склепінний, тектонічно обмежений з розмірами 4,01×1,04 км, висота 65 м. ГВК свердловиною не підсічений, НГВП прийнята на абсолютній відмітці (-)1365,6 м, що відповідає підшві газонасиченого пласта у св. №1. УГВК прийнятий на абсолютній відмітці (-)1400,0 м, що відповідає останній замкненій ізогіпсі в межах Нестукаївського склепіння.

За промисловим значенням запаси покладу в межах НГВП віднесені до групи невизначених, за ступенем геологічного вивчення – до групи попередньо-розвіданих та оцінені за кодом класу 332. Нижче встановленої продуктивності, але в межах УГВК проведена оцінка перспективних ресурсів коду класу 333.

Аналогічно пластам М-6а та М-6б вздовж тектонічного порушення I-I через незначний прогин в південному напрямку простежується присклепінна структура яка ускладнена тектонічним порушенням.

Прогнозний поклад пластовий, субсклепінний, тектонічно обмежений з розмірами: 1,76×1,0 км, висота – 35,0 м. УГВК прийнятий на абсолютній відмітці (-)1400,0 м, що відповідає останній замкненій ізогіпсі.

За промисловим значенням обсяги вуглеводнів покладу віднесені до групи з невизначеним промисловим значенням, за ступенем геологічного вивчення – до групи перспективних ресурсів та оцінені за кодом класу 333.

Прогнозний поклад пласта Б-6 стратиграфічно належать до верхньої частини розрізу світи C_2^3 . Можлива газонасиченість пласта визначена за результатами АВО-аналізу. Об'єкт в пласті Б-6 сформувався, вірогідно, в умовах морського мілководдя, де сортуючими агентами були штормові хвилі і припливні течії. На користь такого припущення свідчать його довгаста, орієнтована приблизно впоперек палеосхилу форма і відсутність слідів врізання.

У межах пласта Б-6 прогнозується розкрити літологічно обмежений газоконденсатний поклад з розмірами 2,22×2,63 км, висота – 160,0 м. Літологічно колектор буде складений перешаруванням пісковиків та алевролітів сумарною ефективною газонасиченою товщиною 9,1 м при пористості 11,0 % до 18,0 %, та газонасиченості – 87-90 %. Дані параметри прийняті по аналогії із пластом Б-6б Ольгівського родовища.

УГВК прийнятий на абсолютній відмітці (-)1920,0 м, який визначений з врахуванням коефіцієнта заповнення пастки 0,5, який характерний для даної території.

За ступенем геологічного вивчення обсяги вуглеводнів віднесені до групи перспективних ресурсів з невизначеним промисловим значенням класу 333.

Пласт В-20 стратиграфічно належить до нижньої частини розрізу XII мікрофауністичного горизонту. У контурі продуктивності пласт розкритий свердловиною №3 в окремому

тектонічному (літологічно-обмеженому) блоці, на схід від Східно-Нестукаївської структури (блок Г).

Газонасиченість пласта встановлена за даними ГДС та підтверджена випробуванням в процесі буріння (КВІ-146) в інтервалі 2344,0-2427,0 м одночасно з пластами В-25-26 та породами кристалічного фундаменту. В результаті дослідження було отримано приплив газу, конденсату (нафти) та пластової води з фільтратом бурового розчину. Виходячи з розподілу об'ємів газу і рідини в глибинному пробовідбірнику, орієнтовно дебіт газу склав 2258 м³/д, дебіт конденсату (нафти) – 3,66 м³/д (за час випробування). Що стосується рідкої вуглеводневої фази однозначного підтвердження, щодо типу флюїду немає, адже аналіз проби відсутній.

При випробуванні в експлуатаційній колоні в інтервалі перфорації 2359-2350 м, отримано приплив пластової води питомої ваги 1,11-1,13 г/см³. Дебіт води не замірявся. Проведені роботи по спробі виклику припливу вуглеводнів шляхом неодноразового пониження рівня рідини в свердловині позитивного результату не дали. Слід зазначити, що продуктивна частина, яка виділена за даними детальної інтерпретації (інт. 2345-2347 м) випробуванням не оцінена, адже, крім того, що верхні отвори перфорації знаходяться на 3 м нижче, у зв'язку з форсмажорними обставинами (АТО) свердловина була законсервована, до настання сприятливих умов для проведення подальших ГРП та видобувних робіт.

Що стосується припливу води, яка отримана в процесі випробування, її надходження можливе через позаколонний простір із гор. В-25-26, при випробуванні якого отримали пластову воду.

Літологічно продуктивний пласт представлений пісковиком з ефективною газонасиченою товщиною 2,0 м, пористість становить 9,0 %, газонасиченість – 90 %.

Поклад пластовий, нахилений, тектонічно та літологічно обмежений з розмірами 1,36×0,52 км, висота 95 м. ГВК свердловиною не підсічений, УГК прийнятий на абсолютній відмітці (-)2110,0 м – що відповідає 100 % заповненню пастки. Поклад літологічно обмежений з усіх сторін і повністю заповнений вуглеводнями.

Зважаючи на прямі ознаки нафтогазоносності, запаси покладу пласта В-20 віднесені до групи балансових, достовірних, за ступенем геологічного вивчення – до групи розвіданих та оцінені за кодом класу 111+221.

У зв'язку із відсутністю сприятливих зон для нафтогазонакопичення, за даними сейсмічних досліджень 3D, зокрема атрибутивного та АVO-аналізу, оцінка перспективних ресурсів в межах візейських відкладів не проводилась.

Склад і фізико-хімічні властивості вуглеводнів Північномакіївського родовища вивчався у лабораторії ДП «Укрнаукагеоцентр»: газ відноситься до метанового типу, з вмістом метану 93,0 %, важкі вуглеводні C₂₊вищі складають 7,0 %. Конденсат має густину 860,5 кг/м³, початок кипіння 102°C, до 350°C википає 41 % об'єму.

Під час розробки родовища планується здійснювати постійний контроль за промисловим освоєнням покладів вуглеводнів відповідно до чинних правил розробки: виконувати заміри початкового та поточного пластового тиску глибинними манометрами, визначати запаси за методом матеріального балансу, виконувати дослідження свердловин на усталених і неусталених режимах фільтрації із вимірюванням пластового і вибійного тисків глибинними манометрами, дотримуватись проектної періодичності проведення газогідродинамічних досліджень свердловин та контролю методами ГДС, здійснювати вивчення газоконденсатних та нафтових систем виявлених покладів відповідно до вимог «Методичних вказівок...», затверджених наказом ДКЗ України 29.12.2010 №718.

На підставі аналізу геологічної будови, гідрогеологічних умов, результатів випробування та гідродинамічних досліджень родовище буде розроблятися на газовому режимі на виснаження пластової енергії. Свердловини експлуатуватимуться в режимі обмеженої депресії з подальшим переходом на режим постійного мінімального робочого тиску на усті (0,1 МПа).

Поряд з цим, освоєння всіх запасів та ресурсів Північномакіївського родовища неможливе без продовження геологорозвідувальних робіт, а саме – буріння нових свердловин, оптимальна кількість яких при мінімальних обсягах буріння повинна дозволити залучити до розробки максимальну кількість ресурсів, досягти прийнятні терміни розробки (за економічними розрахунками).

вуглеводнів із надр, а обсяги робіт з лабораторного аналізу кернового матеріалу визначати відповідно до вимог чинних інструкцій.

Слід зазначити, що об'єкт дослідження знаходиться в районі з розвинутою інфраструктурою газопроводів та технологічного обладнання для підготовки газу до товарних якостей та його подачі споживачу. В даній ситуації планується використовувати УКПГ Макіївського родовища, що знаходиться поблизу. Газ з видобувних свердловин по індивідуальних шлейфах заплановано подавати під власним тиском до пункту обліку та збору (будівництво якого проектується), а далі до Макіївського УКПГ.

Підготовка до транспортування пластового газу на УКПГ здійснюватиметься методом низькотемпературної сепарації. Установка низькотемпературної сепарації газу (УНТС) являє собою технологічну лінію, яка складається з послідовно з'єднаних апаратів I ступені сепарації, теплообмінника, регулюючого штуцера, II ступені сепарації, вузла комерційного заміру об'єму газу і газопровода, яким газ подається у магістральний газопровід.

Рідина із сепараторів I і II ступеней автоматично скидається в дегазатор Д-2, а потім у двохфазний розділювач Е-1, де під дією сили гравітації проходить відділення конденсату від води. Суміш води і метанолу накопичуються в дренажній ємкості Е-1, а конденсат – в ємкості Е-2, звідки по мірі заповнення вивозиться автоцистернами. Газ вивітрювання із дегазатора проходить через прилади обліку і використовується для власних потреб (блок підігріву теплоносія БПТ, обігрів будинків операторів та інші побутові потреби).

Видобування вуглеводнів на Північномакіївському родовищі, які згідно з постановою Кабінету Міністрів України від 12.12.1994 р. №827 «Про затвердження переліків корисних копалин загальнодержавного та місцевого значення» відносяться до корисних копалин загальнодержавного значення, ТОВ «КУБ-ГАЗ» передбачає проводити власними силами. ТОВ «КУБ-ГАЗ» має всі необхідні матеріально-технічні, фінансові і кадрові ресурси для видобування вуглеводнів (промислової розробки) названого вище родовища та його дорозвідки.

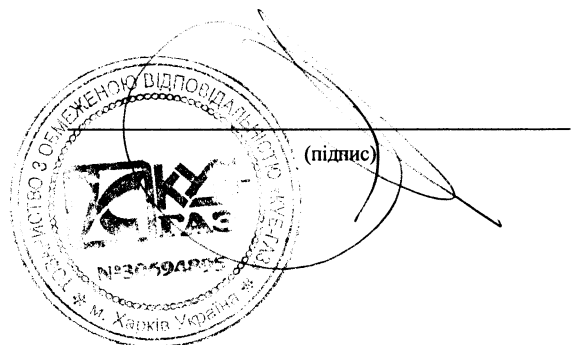
Поряд з цим, слід відмітити, що на даний час Макіївське УКПГ ТОВ «КУБ-ГАЗ», що знаходиться у південно-західному напрямку, поблизу від Північномакіївської ліцензійної ділянки, забезпечує весь комплекс підготовки газу і конденсату до транспортування з мінімальними втратами та розраховане на переробку 1 млн. м³/д газу та 5 т/год рідини. Потужність даного УКПГ буде також достатньою для забезпечення комплексної підготовки газу і конденсату Північномакіївського родовища до транспортування, оскільки на даний час загальний денний видобуток газу по Макіївському та Ольгівському родовищах складає близько 300 тис. м³/д. Фактична виробнича потужність ТОВ «КУБ-ГАЗ» за 2019 р. (валовий видобуток газу, конденсату) склала: 133 126,5 тис. м³ газу, 247,5 т конденсату.

Надрокористувач

Товариство з обмеженою відповідальністю
«КУБ-ГАЗ»

Генеральний директор
Качурін Я.О.

(посада уповноваженої особи, прізвище, ім'я, по батькові,)



Додаток 2

до Угоди про умови користування
надрами з метою видобування
корисних копалин (вуглеводні)
від «02» 12 2020 № 6447

ПРОГРАМА РОБІТ
з видобування корисних копалин (вуглеводні) –
газу природного, конденсату, супутніх корисних компонентів – етану, пропану, бутанів
Північномакіївського родовища
(назва корисної копалини та ділянки надр)

№ п/п	Види робіт	Обсяги робіт	Джерело фінансу- вання	Строк проведення робіт
1	Отримання спеціального дозволу на користування надрами, наданого з метою видобування корисних копалин		Недержавні інвестиційні кошти	IV кв. 2020
2	Складання та затвердження проєкту на розробку родовища в порядку встановленому законодавством	Проєкт розробки	Недержавні інвестиційні кошти	I кв. 2021- III кв. 2021
3	Оформлення у встановленому порядку правовстановлюючих документів на земельну ділянку для потреб пов'язаних з користування надрами		Недержавні інвестиційні кошти	За потреби (відповідно до вимог чинного законодавства)
4	Початок видобування (одиниця виміру на рік)		Недержавні інвестиційні кошти	IV кв. 2021
5	Вихід на проєктну потужність	Згідно проєкту розробки родовища	Недержавні інвестиційні кошти	IV кв. 2022
6	Продовження промислової розробки родовища	Згідно проєкту розробки родовища	Недержавні інвестиційні кошти	IV кв. 2021- IV кв. 2040

Держгеонадра

*Заступник Голови
Державної служби
геології та надр України*

Сарамага Я.О.

(посада, прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Надрокористувач

Генеральний директор ТОВ «КУБ-ГАЗ»

Качурін Я.О.

(посада, прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

