|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ**  **ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ**  **ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ**  **ПОСТАНОВА**  30.09.2015 № 2495    Зареєстровано в Міністерстві  юстиції України  06 листопада 2015 р.  за № 1380/27825  Про затвердження Кодексу газосховищ  та критеріїв, згідно з якими до певного  газосховища застосовується режим  договірного доступу або режим  регульованого доступу  Відповідно до статей 48 та 49 Закону України "Про ринок природного газу" Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, ПОСТАНОВЛЯЄ:  1. Затвердити Кодекс газосховищ, що додається.  2. Затвердити Критерії, згідно з якими до певного газосховища застосовується режим договірного доступу або режим регульованого доступу, що додаються.  3. Департаменту із регулювання відносин у нафтогазовій сфері в установленому порядку забезпечити подання цієї постанови на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України.  4. Ця постанова набирає чинності з дня її офіційного опублікування.  Голова Комісії  Д. Вовк  ЗАТВЕРДЖЕНО  Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг  30.09.2015 № 2495  Зареєстровано в Міністерстві  юстиції України  06 листопада 2015 р.  за № 1380/27825    **КОДЕКС ГАЗОСХОВИЩ** І. Загальні положення1. Загальні засади, терміни та скорочення 1. Цей Кодекс визначає правові, технічні, організаційні і економічні засади функціонування газосховищ природного газу (далі - газосховища), зокрема:  права та обов’язки оператора газосховищ та замовників послуг;  умови доступу до газосховищ;  умови та порядок надання послуг із зберігання (закачування, відбору) природного газу;  механізми взаємодії оператора газосховищ з оператором газотранспортної системи, іншими суб’єктами ринку природного газу;  основні правила технічної експлуатації газосховищ.  2. Дія цього Кодексу поширюється на оператора газосховищ та замовників послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу (далі - замовник).  3. У цьому Кодексі терміни вживаються у таких значеннях:  активний об’єм газу - визначений технологічним проектом об’єм природного газу, в межах проектної величини якого можливо здійснювати закачування та відбір природного газу, та є робочим обсягом (об’ємом), який замовник може зберігати у газосховищі відповідно до договору зберігання (закачування, відбору) природного газу;  алокація - підтвердження фактичного обсягу (об’єму) природного газу за певний розрахунковий період, поданого замовником послуг зберігання до газосховищ в точці виходу з газотранспортної системи або відібраного з газосховищ в точці входу до газотранспортної системи;  базовий період закачування – період часу, протягом якого замовник користується потужністю закачування у звичайному режимі та який починається з першої газової доби квітня і закінчується останньою газовою добою вересня;  базовий період відбору – період часу, протягом якого замовник користується потужністю відбору у звичайному режимі та який починається з першої газової доби жовтня і закінчується останньою газовою добою березня;  буферний об’єм газу - технологічно і економічно обґрунтований обсяг природного газу, який не підлягає відбору та постійно зберігається (знаходиться) у газосховищі, технологічно виконує функції носія енергії, що підтримує енергію пласта для відбору активного газу, забезпечує необхідні проектні параметри роботи основного технологічного обладнання газосховища, добової продуктивності газосховища, розділяє газову частину пласта-колектора від його водонасиченої частини та запобігає обводненню окремих свердловин і штучного газового покладу загалом;  газова доба - період часу з 05:00 всесвітньо координованого часу (далі - UTC) (з 07:00 за київським часом) дня до 05:00 UTC (до 07:00 за київським часом) наступного дня для зимового періоду та з 04:00 UTC (з 07:00 за київським часом) дня до 04:00 UTC (до 07:00 за київським часом) наступного дня для літнього періоду;  газовий місяць - період часу, який розпочинається з першої газової доби поточного місяця і триває до початку першої газової доби наступного місяця;  газовий рік - період часу, який розпочинається з першої газової доби жовтня поточного календарного року і триває до першої газової доби жовтня наступного календарного року;  гарантована потужність - потужність газосховища, яка надається замовнику з гарантією реалізації права її користування протягом періоду надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу;  дублюючий вузол обліку - вузол обліку, призначений для здійснення контролю за обсягом природного газу, що обліковується комерційним вузлом обліку;  замовник - фізична особа - підприємець або юридична особа, яка на підставі договору зберігання (закачування, відбору) природного газу з оператором газосховищ замовляє послуги із зберігання (закачування, відбору) природного газу;  заявник – фізична особа - підприємець або юридична особа, яка подала оператору газосховищ заявку на укладення договору зберігання (закачування, відбору) природного газу або на розподіл потужності газосховища;  ідентифікаційні дані - основні дані про заявника або замовника, зокрема найменування / П. І. Б., місце реєстрації, код за ЄДРПОУ/ реєстраційний номер облікової картки платника податків або серія та номер паспорта (для фізичних осіб, які через свої релігійні переконання відмовляються від прийняття реєстраційного номера облікової картки платника податків та офіційно повідомили про це відповідний контролюючий орган і мають відмітку у паспорті), банківські реквізити, контактні дані (номер телефону, адреса електронної пошти), правова підстава повноважень особи, яка підписує договір зберігання (закачування, відбору) природного газу, EIC - код;  криві закачування та відбору - інформація, що відображає потужність закачування та/або потужність відбору, яка може бути використана замовником протягом певної газової доби відповідно до договору зберігання (закачування, відбору) природного газу;  комерційний ВОГ (ПВВГ) - вузол обліку, що застосовується для проведення комерційних розрахунків при здійсненні зберігання (закачування, відбору) природного газу;  межа балансової належності - точка розмежування газової інфраструктури між суміжними її власниками за ознаками права власності чи користування, на якій відбувається приймання-передача природного газу;  нейтральний період - стабілізаційний період часу, що є частиною газового та календарного року, протягом якого газосховище простоює після закачування або відбору природного газу з метою виконання досліджень і робіт, які передбачені технологічним проектом газосховища і регламентом з контролю за експлуатацією та герметичністю газосховища, а також запланованих оператором газосховищ ремонтів і заходів, які проводяться за умови вилучення всього обсягу природного газу з технологічного обладнання і трубопроводів;  номінація - заявка замовника послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу на певний розрахунковий період, надана оператору газосховищ стосовно обсягів природного газу, які будуть подані замовником послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу до газосховищ в точці виходу з газотранспортної системи або відібрані з газосховищ в точці входу до газотранспортної системи;  оперативний балансовий рахунок (далі - OБР) - документ, який укладається оператором газосховищ та оператором газотранспортної системи і який відображає технологічно обумовлену різницю між узгодженими номінованими обсягами і фактично переміщеними обсягами природного газу;  оператор суміжної системи - оператор газосховищ/оператор газотранспортної системи;  перевантаження - ситуація, коли замовник використовує меншу потужність газосховища від розподіленої або розподілена потужність перевищує можливу потужність підземного сховища газу, а також випадки виникнення надзвичайної або аварійної ситуації;  передача потужності - правочин, на підставі якого здійснюється передача потужності газосховища та інших прав та обов’язків за договором зберігання (закачування, відбору) природного газу від замовника на користь іншої особи шляхом укладення відповідного договору між замовником та такою особою, з дати укладення якого вона вважається замовником;  переривчаста потужність - потужність закачування або потужність відбору, яка надається замовнику без гарантії реалізації права користування нею, а з можливістю її обмеження (переривання) на умовах, визначених договором зберігання (закачування, відбору) природного газу та цим Кодексом;  потужність газосховища - будь-яка комбінація робочого обсягу газосховища, потужності закачування та/або потужності відбору, передбачена договором зберігання (закачування, відбору) природного газу;  потужність відбору - обсяг природного газу, який може бути відібраний замовником з газосховища (газосховищ) протягом визначеного часу відповідно до договору зберігання (закачування, відбору) природного газу;  потужність закачування - обсяг природного газу, який може бути закачаний замовником до газосховища (газосховищ) протягом визначеного часу відповідно до договору зберігання (закачування, відбору) природного газу;  потужність заміщення - потужність закачування або потужність відбору, що надається замовнику поза межами базового періоду закачування або відбору відповідно;  "правило меншого" - принцип, який застосовується оператором газосховищ у випадках, якщо обсяг природного газу, зазначений в номінаціях/реномінаціях у точці входу та точці виходу, не співпадає, і полягає в підтвердженні найменшого із заявлених обсягів природного газу в номінації/реномінації та інформуванні про це замовників послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу;  реномінація - зміна підтвердженої номінації;  рік зберігання - період часу, який розпочинається з першої газової доби квітня поточного календарного року і триває до першої доби квітня наступного календарного року;  робочий обсяг - максимальний обсяг природного газу, який замовник має право зберігати у газосховищі (газосховищах) відповідно до договору зберігання (закачування, відбору) природного газу;  стабілізаційне переривання - тимчасове зупинення процесу закачування чи відбору природного газу до/з певного газосховища з метою забезпечення надійної та безпечної експлуатації газосховища;  технічна угода - угода, яка укладається між оператором газотранспортної системи та оператором газосховища з метою врегулювання технічних питань приймання-передачі природного газу;  тиск природного газу - тиск природного газу, виміряний в статичних умовах як різниця між абсолютним статичним тиском природного газу та атмосферним тиском;  EIC-код - код енергетичної ідентифікації суб’єкта ринку природного газу та/або точки комерційного обліку, визначений за правилами Європейської мережі операторів газотранспортних систем (ENTSOG) з метою уніфікації та однозначної ідентифікації суб’єктів ринку природного газу та точок комерційного обліку, розміщених на об’єктах газової інфраструктури, у тому числі для участі у регіональних (міжнародних) газових ринках, та для забезпечення спрощення процедур зміни постачальників природного газу та електронного обміну даними між суб’єктами ринку природного газу.  Інші терміни вживаються у значеннях, наведених в Господарському кодексі України, Законі України "Про ринок природного газу".  4. Оператор газосховищ розміщує цей Кодекс на своєму веб-сайті.  2. Основні функції оператора газосховищ 1. Оператор газосховищ провадить діяльність із зберігання (закачування, відбору) природного газу на підставі ліцензії, виданої Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі - Регулятор).  2. Під час провадження діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу оператор газосховищ надає замовникам послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу шляхом надання їм потужності газосховища на підставі та умовах визначених договором зберігання (закачування, відбору) природного газу у порядку, передбаченому цим Кодексом.  3. Оператор газосховищ забезпечує надійну та безпечну експлуатацію, підтримання у належному технічному стані та розвиток (у тому числі нове будівництво та реконструкцію) одного або декількох газосховищ, якими він користується на законних підставах.  4. Оператор газосховищ у своїй діяльності додержується принципів пропорційності, прозорості та недискримінації, що передбачені Законом України "Про ринок природного газу" та іншими актами законодавства.  5. До основних функцій оператора газосховищ належать забезпечення:  оперативно-диспетчерського управління газосховищем (газосховищами) з урахуванням вимог технічних норм та стандартів безпеки;  ефективності функціонування газосховища;  контролю якості та фізико-хімічних показників природного газу, який зберігається у газосховищі (газосховищах), в процесі закачування та відбору;  обліку природного газу під час його зберігання (закачування, відбору);  співпраці з іншими суб’єктами ринку природного газу з метою дотримання належних умов для ефективного та надійного функціонування газосховища (газосховищ);  довгострокової здатності газосховища (газосховищ) задовольняти обґрунтований попит шляхом інвестиційного планування та його (їх) технічного переоснащення;  дотримання технічних норм та стандартів безпеки під час зберігання (закачування, відбору) природного газу.  6. З оператором газосховищ взаємодіють такі суб’єкти ринку природного газу:  оператор газотранспортної системи;  замовники. 3. Обов’язки оператора газосховищ  1. Оператор газосховищ зобов’язаний:   пропонувати послуги із зберігання (закачування, відбору) природного газу відповідно до положень цього Кодексу;  документально оформлювати приймання-передачу природного газу у зв’язку з його зберіганням (закачуванням, відбором);  виконувати Національний план дій;  розробляти та щороку до 31 жовтня подавати на затвердження Регулятору, розміщувати на своєму веб-сайті та виконувати план розвитку газосховища на наступні 10 років з урахуванням планів розвитку газотранспортних систем, газорозподільних систем, установки LNG;  вживати заходів з метою забезпечення безпеки постачання природного газу, в тому числі безаварійної та безперебійної роботи газосховища (газосховищ);  вживати заходів для підвищення раціонального використання енергоресурсів та охорони довкілля під час провадження господарської діяльності;  надавати інформацію, обов’язковість надання якої встановлена законодавством;  забезпечувати конфіденційність інформації, одержаної під час провадження господарської діяльності, а також розміщувати на своєму веб-сайті у недискримінаційний спосіб інформацію, що стимулюватиме розвиток ринку природного газу;  надавати інформацію, необхідну для забезпечення функціонування газотранспортної системи, у встановленому законодавством порядку;  узгоджувати систему управління та обміну даними, необхідними для безпечної експлуатації газосховища (газосховищ), з оператором газотранспортної системи;  вживати інших заходів, необхідних для безпечної та стабільної роботи газосховища (газосховищ), що передбачені законодавством;  придбавати енергоресурси, необхідні для здійснення його господарської діяльності, у недискримінаційний та прозорий спосіб;  забезпечувати перехід права власності на природний газ, що зберігається в газосховищах, у порядку, визначеному цим Кодексом.  2. Оператор газосховищ зобов’язаний розміщувати на своєму веб-сайті таку інформацію:  перелік послуг, а саме інформацію про ціну або тарифи та інші умови надання таких послуг;  кількісні показники обсягів потужності газосховища, право користування якою було надане замовникам згідно з чинними договорами зберігання (закачування, відбору) природного газу, та вільної потужності газосховища;  обсяг природного газу, наявного у кожному газосховищі, обсяги закачування та відбору, а також обсяги вільної потужності газосховища - щодня.  4. Послуги, що надаються оператором газосховищ 1. Оператор газосховищ надає послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу на підставі договору зберігання (закачування, відбору) природного газу, типова форма якого затверджується Регулятором.  Договір зберігання (закачування, відбору) природного газу укладається у порядку, визначеному розділом V цього Кодексу.   1. 2. На підставі договору зберігання (закачування, відбору) природного газу оператор газосховищ надає замовникам такі послуги:   річна потужність газосховища;  місячна потужність газосховища;  індивідуальна послуга.  3. Річна потужність газосховища - послуга, яка надається строком на 1 рік зберігання. При цьому така послуга доступна для будь-яких чотирьох років, наступних за роком, в якому відбулося розподілення потужності. Потужність закачування природного газу і потужність відбору природного газу змінюються залежно від поточного обсягу природного газу, що зберігається у газосховищах на основі кривих закачування-відбору, визначених у договорі зберігання (закачування, відбору) природного газу.  Річна потужність газосховища передбачає надання робочого обсягу зберігання природного газу, мінімальний обсяг якого дорівнює 1 м-3, а також гарантовану потужність закачування природного газу і гарантовану потужність відбору природного газу (відповідно до кривої закачування та відбору) протягом відповідного базового сезону та дозволяє замовникам закачувати газ тільки протягом базового сезону закачування і відбирати тільки протягом базового сезону відбору. Фактичний робочий обсяг зберігання природного газу може бути менший за мінімальний обсяг, в такому випадку оплата послуг буде здійснюватися за мінімальний робочий обсяг зберігання природного газу.  4. Місячна потужність газосховища - послуга, яка надається строком на 1 газовий місяць. При цьому така послуга доступна для будь-якого газового місяця поточного року, наступного після місяця, в якому відбувається розподілення потужності.  Місячна потужність газосховища передбачає надання робочого обсягу зберігання природного газу, мінімальний обсяг якого дорівнює 1 м-3, а також потужність закачування природного газу і потужність відбору природного газу (відповідно до кривої закачування та відбору). Місячна потужність газосховища дозволяє замовникам закачувати та/або відбирати природний газ незалежно від базового сезону закачування та відбору. Гарантована потужність закачування або відбору надається замовнику залежно від базового сезону, в якому замовляється послуга. Фактичний робочий обсяг зберігання природного газу може бути менший за мінімальний обсяг, в такому випадку оплата послуг буде здійснюватися за мінімальний робочий обсяг зберігання природного газу.  5. Індивідуальна послуга - додаткова послуга, яка дозволяє замовнику за рахунок подання номінацій/реномінацій замовити на місяць та/або за добу наперед додатковий робочий обсяг зберігання природного газу та/або потужності відбору та/або закачування природного газу та надається оператором газосховищ лише замовникам, які мають чинний договір зберігання (закачування, відбору) та використовують річну потужність газосховища та/або місячну потужність газосховища. Послуга надається лише на переривчастій основі за наявності вільної потужності відбору та/або закачування. Оператор газосховищ визначає вільний робочий обсяг, вільну потужність відбору та вільну потужність закачування на певний період часу з урахуванням кривої закачування та відбору, розміщує на своєму веб-сайті:  на місяць - станом на 25 число попереднього місяця;  на добу наперед - станом на 16 годину попередньої доби.  Переривчаста потужність надається у випадках необхідності збільшення обсягу закачування або відбору залежно від наявності вільної потужності закачування або відбору, яка розраховується відповідно до положень цього Кодексу. 5. Умови взаємодії з оператором газосховищ 1. Взаємовідносини між оператором газосховищ та оператором газотранспортної системи регулюються цим Кодексом, Кодексом газотранспортної системи, затвердженим постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2493 (далі - Кодекс газотранспортної системи), угодою про впровадження оперативного балансового рахунку та технічною угодою, яка передбачає, зокрема:  засади обміну інформацією, яка дає можливість співпраці із системою обміну інформацією оператора газотранспортної системи;  установлення граничнодопустимих значень мінімального та максимального тиску газу;  порядок визначення кількості природного газу за добу та порядок визначення фізико-хімічних показників природного газу;  порядок обмеження (припинення) закачування/відбору природного газу у випадку невідповідності фізико-хімічним показникам, зазначеним у главі 1 розділу ІІІ цього Кодексу;  порядок перевірки, повірки (у тому числі спільної) комерційних вузлів обліку газу;  порядок надання доступу до телеметричних та вимірювально-розрахункових даних;  порядок отримання вихідної інформації від комерційного (дублюючого) вузла обліку;  зобов’язання оператора газосховищ стосовно передачі прогнозних обсягів закачування та відбору природного газу відповідно до вимог цього Кодексу;  механізм узгодження відповідності пар кодів постачальник - одержувач;  порядок надання відомостей, необхідних для проведення розподілу планових обсягів транспортування замовникам послуг транспортування в точках входу/виходу з/до газосховищ;  порядок надання номінацій/реномінацій та механізм перевірки їх відповідності, які стосуються кількості природного газу у точках входу /виходу до/з газотранспортної системи з/до газосховищ;  порядок розподілення (алокації) обсягів протранспортованого природного газу між окремими замовниками послуг транспортування, договори яких виконуються на точках входу/виходу до/з газотранспортної системи з/до газосховищ, а також порядок передачі даних про таке розподілення (алокацію);  порядок узгодження графіків та проведення ремонтних робіт і робіт з модернізації, які мають вплив на умови роботи газотранспортної системи та газосховища;  порядок дій сторін технічної угоди на випадок виникнення перебоїв у роботі газотранспортної системи та газосховища;  порядок повідомлення про аварії та порядок взаємодії сторін в разі їх виникнення відповідно до положень правил про безпеку постачання природного газу та Національного плану дій, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики у нафтогазовому комплексі;  контактні дані диспетчерських служб оператора газосховищ та оператора газосховищ газотранспортної системи;  особливі умови, які стосуються використання оператором газотранспортної системи зарезервованої потужності газосховища;  порядок обміну інформацією стосовно запланованих інвестицій, які мають вплив на умови роботи газотранспортної системи та газосховища;  порядок врегулювання спорів.  У разі якщо суб’єкт господарювання одночасно є оператором газотранспортної системи та оператором газосховищ, угоди, передбачені цим пунктом, не укладаються.  2. Оператор газотранспортної системи постійно співпрацює з оператором газосховищ щодо забезпечення поточного та планового режиму роботи газотранспортної системи та газосховищ, якості та кількості природного газу, що закачується та відбирається.  Режим роботи газосховищ на базовий період закачування/відбору розробляється оператором газосховищ та узгоджується з оператором газотранспортної системи за 30 днів до початку/закінчення базового сезону закачування.  Розпорядження оператора газотранспортної системи в межах узгоджених режимів роботи газосховищ під час закачування та відбору є обов’язковими для виконання оператором газосховищ.  Перевищення узгоджених режимів закачування та відбору природного газу допускається в межах проектних показників. Усі зміни режиму роботи газосховища оператор газосховищ узгоджує в робочому порядку з оператором газотранспортної системи.  3. Оператор газотранспортної системи може зарезервувати частину потужності газосховищ, що необхідні для виконання ним обов’язків з балансування системи. Оператор газотранспортної системи до 01 лютого поточного року зобов’язаний надати оператору газосховищ заявку про потужність газосховища (робочий об’єм зберігання природного газу, потужність відбору та потужність закачування) протягом наступного газового року.  До потужності газосховища, що була зарезервована оператором газотранспортної системи, забороняється доступ іншим суб’єктам без згоди оператора газотранспортної системи.  З метою забезпечення безпечності функціонування та цілісності газотранспортної системи, в тому числі балансування газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи управляє потоками природного газу, які закачуються та відбираються до/з газосховища, що є в його управлінні.  Оплата за замовлені обсяги потужності газосховищ здійснюється відповідно до положень договору зберігання (закачування, відбору), тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу та чинного законодавства.  4. Оператор газотранспортної системи направляє оператору газосховищ інформацію про замовника послуг транспортування, що має позитивний небаланс, та обсяг небалансу, а оператор газосховищ проводить закачування природного газу (у тому числі шляхом заміщення) в обсязі небалансу та оформлення його в односторонньому порядку. У випадку відсутності у замовника послуг транспортування чинного договору зберігання природного газу замовник послуг транспортування зобов’язаний у строк до 14 числа наступного місяця укласти з оператором газосховищ договір зберігання, дія якого поширюється на правовідносини сторін, які виникли з дати закачування природного газу. ІІ. Характеристика газосховищ, визначення точок входу і точок виходу  1. **Характеристика газосховищ**   1. Підземне сховище газу - інженерно-технологічний комплекс, до складу якого в межах балансової приналежності входять:  геологічна структура з пластом-колектором;  штучний газовий поклад у пласті-колекторі, який складається з об’єму буферного та активного газу;  контрольні горизонти;  експлуатаційний фонд свердловин;  система збору газу (шлейфи свердловин та газозбірні колектори);  газозбірний пункт;  технологічні трубопроводи та трубопроводи підключення газосховищ до газотранспортної системи;  дожимні компресорні станції;  газорозподільні станції;  установки підготовки газу;  установки протикорозійного захисту;  лінії і споруди систем технологічного зв’язку і телемеханіки;  лінії електропередачі і обладнання для електроживлення електроустановок газосховищ, систем телемеханіки та установок електрохімічного захисту;  пункт заміру і контролю якості природного газу;  пункти редукування газу;  протипожежні засоби, протиерозійні і захисні споруди об’єктів газосховищ;  будівлі та споруди газосховищ;  об’єкти утилізації пластових, стічних і промислових вод;  інші об’єкти, передбачені проектом газосховища.  2. Усі діючі газосховища, якими користується оператор газосховищ на законних підставах, розглядаються як один нероздільний комплексний об’єкт, у якому одночасно забезпечується зберігання природного газу замовника і на який поширюються умови договорів зберігання (закачування, відбору) природного газу.  3. Газосховища технологічно пов’язані з газотранспортною системою і призначені для компенсації сезонної нерівномірності споживання природного газу, створення стратегічного, оперативного та інших резервів газу з метою забезпечення надійності його постачання вітчизняним та іноземним споживачам в зимовий період року як у плановому режимі, так і у випадку виникнення короткострокового дефіциту природного газу чи інших надзвичайних ситуацій.  4. Експлуатація газосховищ здійснюється відповідно до технологічного проекту і розробленого оператором газосховищ на його підставі регламенту з контролю за експлуатацією та герметичністю газосховищ і технологічними режимами закачування (відбирання) природного газу з дотриманням вимог чинних нормативно-правових актів та інших нормативних документів.  5. Відбирання максимального обсягу робочого (активного) газу обмежується проектною величиною об’єму буферного газу та величиною мінімального пластового тиску.  6. Газосховище експлуатується виключно в межах проектних показників.  **2. Визначення точок входу і точок виходу до/з газосховищ**  1. Точки входу:  точки входу з фізичним розташуванням до газотранспортної системи з газосховищ;  віртуальні точки входу з невизначеним фізичним розташуванням до газотранспортної системи з газосховища або з групи газосховищ, які об’єднують усі точки входу з фізичним розташуванням з газосховища.  2. Точки виходу:  точки виходу з фізичним розташуванням з газотранспортної системи до газосховища;  віртуальні точки виходу з невизначеним фізичним розташуванням з газотранспортної системи до газосховища або до групи газосховищ, які об’єднують всі точки виходу з фізичним розташуванням до газосховища.  3. Оператор газосховищ розміщує на своєму веб-сайті перелік усіх точок входу та виходу, в тому числі віртуальних. ІІІ. Норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, правила обліку та документальне оформлення приймання-передачі природного газу1. Норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до закачування/відбору до/з газосховищ 1. Відповідальним за якість газу є:  в точках виходу з фізичним розташуванням з газотранспортної системи до газосховища - оператор газотранспортної системи;  в точках входу з фізичним розташуванням до газотранспортної системи з газосховищ - оператор газосховищ.  2. Визначення фізико-хімічних показників та інших характеристик (далі - ФХП) природного газу проводиться оператором газотранспортної системи/оператором газосховищ у строки, визначені цим розділом, у точках входу/виходу з фізичним розташуванням до/з газосховищ.  3. Визначення ФХП природного газу в точках входу/виходу з фізичним розташуванням до/з газосховищ проводиться оператором газосховищ на комерційних ВОГ (ПВВГ) оператора газосховищ на умовах, визначених цим Кодексом та погоджених з оператором газотранспортної системи в технічній угоді, з використанням автоматичних потокових приладів (автоматичних хроматографів та вологомірів) та вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій.  4. Точки визначення ФХП (місця відбору проб) природного газу та періодичність проведення вимірювань при використанні для визначення ФХП вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій узгоджуються оператором газосховищ з оператором газотранспортної системи окремим документом.  5. Точки входу/виходу з фізичним розташуванням до/з газосховищ мають бути обладнані приладами, які на безперервній основі забезпечують контроль компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою природного газу (зокрема автоматичними хроматографами та вологомірами), з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних підрозділам оператора газотранспортної системи.  6. У разі виходу з ладу автоматичних потокових приладів за погодженням з оператором газотранспортної системи допускається на період усунення несправності використання хіміко-аналітичних лабораторій для визначення теплоти згоряння, компонентного складу газу та температури точки роси за вологою.  7. Періодичність визначення компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою при використанні вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій повинна бути не меншою ніж один раз на тиждень.    8. До визначення ФХП допускаються вимірювальні хіміко-аналітичні лабораторії, що пройшли у встановленому законодавством порядку оцінку технічної компетенції.  9. Для точок входу і точок виходу з фізичним розташуванням визначаються такі ФХП:  компонентний склад;  нижча та вища теплота згоряння;  густина газу;  вміст сірководню та меркаптанової сірки;  вміст механічних домішок;  число Воббе;  температура точки роси за вологою;  температура точки роси за вуглеводнями.  10. Визначення ФХП природного газу проводиться згідно з вимогами чинних нормативних документів. Відбір проб газу повинен проводитись у порядку, встановленому чинними нормативними документами. При цьому уповноважені представники оператора суміжних систем можуть бути присутніми під час відбору проб газу та/або при проведенні його аналізу з визначення ФХП.    Природний газ, що закачується/відбирається до/з газосховищ, повинен відповідати вимогам, визначеним [Кодексом газотранспортної системи](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15/paran18#n18).  11. Оператор газосховищ не має права приймати для зберігання природний газ у випадках невідповідності ФХП газу в точках входу вимогам пункту 10 цієї глави.  12. Значення ФХП природного газу, що подається до/з газосховищ, визначається:  для ФХП, що визначаються потоковими засобами вимірювань, - для кожної години або доби як середнє арифметичне вимірювань;  для ФХП, що визначаються вимірювальною хіміко-аналітичною лабораторією, - на підставі останнього вимірювання, проведеного вимірювальною хіміко-аналітичною лабораторією.  13. Результати визначень ФХП газу підлягають оприлюдненню на веб-сайті оператора газосховищ.  14. Оператор газосховищ надає оператору газотранспортної системи оперативні дані щодо ФХП природного газу по всіх узгоджених точках його визначення, який має містити такі чисельні значення:  густина газу;  вміст азоту;  вміст вуглекислого газу;  температура точки роси за вологою;  температура точки роси за вуглеводнями;  число Воббе;  теплота згоряння. 2. Порядок обліку природного газу 1. Приймання-передача природного газу в точках входу та точках виходу газосховища здійснюється виключно за наявності комерційного ВОГ (ПВВГ).  2. Комерційний облік природного газу проводиться на комерційному ВОГ (ПВВГ).  3. Комерційний ВОГ (ПВВГ) у точці входу/виходу до газосховищ повинен бути розташований у точці приєднання, яка має співпадати з межею балансової належності між оператором газосховищ та оператором газотранспортної системи.  4. Якщо комерційний ВОГ (ПВВГ) у точці входу/виходу розташований до/після межі балансової належності, кількість переданого газу зменшується/збільшується на розрахункову величину виробничо-технологічних витрат на ділянці між цим комерційним ВОГ (ПВВГ) і межею балансової належності між оператором газосховищ та оператором газотранспортної системи.  5. Вимоги до складових частин вузла обліку природного газу, правил експлуатації приладів обліку, порядку вимірювання його обсягів та визначення якості визначаються технічними регламентами та нормами, правилами і стандартами, які встановлюються і затверджуються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі.  6. Особливості обліку природного газу у точках входу/виходу між оператором газосховищ та оператором газотранспортної системи регулюються цим Кодексом, [Кодексом газотранспортної системи](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15/paran18#n18), технічною угодою, що укладається між вказаними суб’єктами.  7. Опис вимірювальних систем в точках входу і точках виходу, а також методика визначення кількості природного газу встановлюються в технічній угоді і повинні включати:  установлення граничнодопустимих значень мінімального та максимального тиску газу;  порядок визначення обсягу та ФХП газу;  порядок перевірки (у тому числі спільної) комерційних ВОГ (ПВВГ);  порядок взаємодії сторін технічної угоди при виникненні аварійних ситуацій;  порядок отримання інформації від комерційного (дублюючого) ВОГ (ПВВГ).  У технічній угоді зазначається перелік комерційних ВОГ (ПВВГ). При цьому на кожен комерційний ВОГ оформляється акт розмежування балансової належності газових об’єктів та експлуатаційної відповідальності.  8. Для точок входу і точок виходу визначаються:  обсяг природного газу за годину;  обсяг природного газу за добу;  обсяг природного газу за місяць;  ФХП газу;  тиск газу.  9. Погодинний обсяг природного газу в енергетичних одиницях (МДж/м**-3**, кВт·год/м**-3**), який передається у точці входу і відбирається у точці виходу, визначається як добуток об’єму природного газу, виміряного у відповідній точці входу або виходу, і теплоти згоряння, визначеної для такої точки входу або точки виходу.  10. Обсяг природного газу за добу визначається як сума погодинних обсягів природного газу.  11. Обсяг природного газу за місяць визначається як сума добових обсягів природного газу.  12. При використанні потокового хроматографа погодинна теплота згоряння є середнім арифметичним від проведених вимірювань за годину з точністю показань хроматографа.  Теплота згоряння за добу є середньозваженим погодинних значень теплоти згоряння.  Теплота згоряння за місяць є середньозваженим значень теплоти згоряння за кожну добу.  13. Якщо визначення теплоти згоряння проводиться з використанням хіміко-аналітичної лабораторії, теплота згоряння за місяць є середнім арифметичним значенням теплоти згоряння кожного результату вимірювань за місяць.  14. Теплота згоряння виражається в кВт·год/м**-3** з точністю до трьох знаків після коми. Одиниця вимірювання погодинного порахованого значення перераховується з МДж/м**-3** в кВт·год/м**-3** діленням на коефіцієнт 3,6.  15. Вимоги до технічних рішень, які застосовуються при будівництві, реконструкції чи капітальному ремонті комерційних ВОГ (ПВВГ), визначаються технічними умовами, що видаються оператором газотранспортної системи.  16. При введенні в експлуатацію нового або реконструйованого комерційного ВОГ (ПВВГ) його власник письмово повідомляє оператора суміжної системи про проведення перевірки готовності вводу комерційного ВОГ (ПВВГ) до комерційної експлуатації з оформленням відповідного двостороннього акта. Введення в експлуатацію комерційного ВОГ (ПВВГ) проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) не пізніше ніж протягом п’яти робочих днів з дня направлення повідомлення оператору суміжної системи.  17. Якщо протягом 5 робочих днів з дня отримання письмового повідомлення представник оператора суміжної системи не з’явився для введення комерційного ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію, то власник комерційного ВОГ (ПВВГ) може скласти акт введення в експлуатацію комерційного ВОГ (ПВВГ) в односторонньому порядку з позначкою в акті, що представник оператора суміжної системи для участі у введенні комерційного ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію не з’явився.  18. У разі відповідності комерційного ВОГ (ПВВГ) вимогам технічних регламентів та норм, правил і стандартів, що підтверджується уповноваженими на це організаціями, оператор суміжної системи не може відмовити власнику комерційного ВОГ (ПВВГ) у підписанні акта введення ВОГ (ПВВГ) у комерційну експлуатацію.  19. Власник комерційного ВОГ (ПВВГ) забезпечує його безперебійне та надійне функціонування і здійснює невідкладні заходи щодо відновлення працездатності ВОГ (ПВВГ) з наступним інформуванням оператора суміжної системи каналами диспетчерського зв’язку. Капітальний, поточний ремонт, технічне обслуговування ВОГ (ПВВГ), що потребує втручання у роботу вимірювальних систем, здійснюються його власником за письмовим повідомленням оператора суміжної системи без попереднього погодження з ним технічних рішень шляхом складання двостороннього протоколу (акта) про проведення таких робіт.  20. Суб’єкт ринку газу, на балансі якого перебувають комерційні та/або дублюючі ВОГ (ПВВГ), забезпечує їх належний технічний стан та своєчасне внесення інформації про ФХП природного газу в обчислювачі/коректори.  21. На комерційному ВОГ (ПВВГ) вимірювання об’єму газу проводяться з використанням електронних обчислювачів/коректорів об’єму газу. Програмне забезпечення обчислювачів/коректорів та результати вимірювання об’єму газу повинні бути захищені від несанкціонованого втручання.  22. Порядок проведення спільних перевірок комерційних ВОГ (ПВВГ) операторами суміжних систем, порядок взаємодії сторін при виникненні аварійних ситуацій, порядок вирішення спорів з питань визначення обсягу природного газу та його ФХП визначаються згідно з вимогами цього Кодексу.  23. Для підвищення надійності вимірювань об’єму газу через комерційні ВОГ (ПВВГ) оператор суміжної системи має право встановлювати дублюючі автоматичні обчислювачі/коректори та/або побудувати дублюючий ВОГ (ПВВГ) за межами балансової належності власника комерційного ВОГ (ПВВГ).  24. Установлення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу здійснюється відповідно до погоджених з власником комерційного ВОГ (ПВВГ) технічного завдання та робочого проекту. У проекті дублюючого ВОГ (ПВВГ) відображаються потоки газу, межі балансової належності, розташування засобів вимірювальної техніки, газоспоживного чи газорегулюючого обладнання, їх послідовність, комутаційні з’єднання. Встановлення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу не повинно впливати на роботу комерційного ВОГ.  25. Введення дублюючих обчислювачів/коректорів або дублюючих ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію оформлюється двостороннім актом. У разі встановлення дублюючих обчислювачів/коректорів або ВОГ (ПВВГ) сторони мають рівні права на отримання вихідної інформації та доступ до дублюючих вимірювальних комплексів. 3. Порядок перевірок, повірок, експертиз вузлів обліку газу 1. Оператор суміжної системи може контролювати правильність експлуатації комерційного ВОГ (ПВВГ), здійснювати його контрольний огляд та/або технічну перевірку, повірку (калібрування) систем в присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) згідно з річними графіками контрольних оглядів та/або технічних перевірок, повірок (калібрування), погодженими операторами суміжних систем.  2. У разі необхідності проведення позачергового контрольного огляду та/або технічної перевірки, повірки (калібрування) комерційного ВОГ (ПВВГ) оператор суміжної системи письмово інформує про це власника комерційного ВОГ (ПВВГ). Перевірка проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника ВОГ (ПВВГ) не пізніше ніж у 5-денний строк з дня надходження письмового повідомлення.  3. У випадку виявлення недоліків, що впливають на правильність визначення кількості та якості газу, представник(и) оператора суміжної системи, який(і) проводить(ять) перевірку, робить(роблять) записи в журналі та спільно з власником комерційного ВОГ (ПВВГ) складає(ють) двосторонній акт.  4. Якщо у погоджені терміни визначеними річними графіками контрольних оглядів та/або технічних перевірок, повірок (калібрування) представник(и) оператора суміжної системи не з’явився(лися) на комерційний ВОГ (ПВВГ) для участі у проведенні перевірки комерційного вузла обліку газу або повірки (калібрування) засобів вимірювальної техніки (далі - ЗВТ), то власник комерційного ВОГ (ПВВГ) може самостійно розпломбувати систему обліку, забезпечити проведення перевірки, повірки (калібрування) та скласти протокол перевірки, повірки (калібрування), в якому зазначити, що представник оператора суміжної системи для проведення перевірки, повірки (калібрування) не з’явився.  5. У випадку позаштатної ситуації (вихід з ладу вимірювального перетворювача, обчислювача, системи живлення та іскрозахисту) власник комерційного ВОГ (ПВВГ) має терміново вжити заходів щодо забезпечення нормальної роботи комерційного ВОГ (ПВВГ), про що повідомляє оператора суміжної системи диспетчерськими каналами зв’язку, та може в односторонньому порядку проводити відновлювальні роботи (калібрування, налагодження, техобслуговування ЗВТ і приладів) з попереднім розпломбуванням системи обліку.  6. Між операторами суміжних систем погоджується графік періодичної перевірки стану визначення ФХП природного газу в місцях визначення ФХП.  7. У разі необхідності позачергової перевірки стану визначення ФХП газу оператор суміжної системи письмово інформує власника комерційного ВОГ (ПВВГ) із зазначенням місця, в якому має бути здійснений контрольний відбір проби газу та час його здійснення. Перевірка проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) не пізніше ніж у 5-денний строк з дня надходження письмового повідомлення. 4. Порядок ведення обліку газу у разі несправності або виведення комерційного ВОГ (ПВВГ) з експлуатації. 1. Комерційний ВОГ (ПВВГ) може тимчасово бути виведений з експлуатації на період проведення перевірки, повірки (калібрування), капітального, поточного ремонту, ліквідації аварійних ситуацій або технічного обслуговування.  2. При виведенні з експлуатації комерційних ВОГ (ПВВГ) кількість поданого газу за звітний період визначається за показами дублюючих обчислювачів/коректорів або дублюючих ВОГ (у разі їх введення в експлуатацію), а при їх відсутності - відповідно до пунктів 4 - 6 цієї глави.  3. У разі пошкодження пломби на комерційному ВОГ (ПВВГ) оператор суміжної системи може вимагати визначення кількості газу за поточний місяць на підставі показів дублюючого ВОГ (ПВВГ), а за їх відсутності - відповідно до пунктів 4 - 6 цієї глави.  4. Якщо вимірювання не проводились за період не більше 3 годин, кількість газу визначається на підставі середньогодинних значень за 3 години до виводу з експлуатації та 3 годин після відновлення нормального режиму за умови транспортування газу.  5. Якщо вимірювання не проводились строком до трьох діб, кількість газу визначається за середньогодинними даними попередніх трьох діб.  6. Якщо вимірювання не проводились строком більше трьох діб, обсяг газу визначається за даними попередніх трьох аналогічних періодів або за домовленістю операторів суміжної системи - на підставі окремої методики, погодженої операторами суміжних систем. 5. Порядок вирішення спірних питань щодо обсягу та ФХП переданого/прийнятого газу. 1. Спірні питання (розбіжності), які виникають при здійсненні обліку природного газу, у тому числі визначення добового чи місячного обсягу та ФХП поданого газу, мають вирішуватися шляхом переговорів.  2. Сторона, яка не погоджується з визначенням добового чи місячного обсягу та ФХП поданого природного газу, повинна заявити про це іншій стороні протягом п’яти днів з дати оформлення акта або іншого документа, що підтверджує значення обсягу та ФХП поданого (прийнятого) газу.  3. У разі виникнення між сторонами спірних питань щодо результатів вимірювань обсягу газу або технічних, у тому числі метрологічних, характеристик засобів вимірювальної техніки, оператори суміжних систем можуть вимагати проведення експертної повірки засобів вимірювальної техніки. Якщо результати повірки негативні, оплата за проведення експертної повірки проводиться власником цих приладів, при позитивних результатах повірки - стороною, яка вимагала проведення експертної повірки.  4. У разі відсутності згоди (у тому числі на підставі результатів проведеної експертної повірки) шляхом переговорів спірні питання передаються на розгляд до суду для вирішення в установленому законодавством порядку.  5. До врегулювання розбіжностей та прийняття рішення суду обсяг переданого (прийнятого) газу встановлюється відповідно до результатів вимірювань комерційного ВОГ(ПВВГ). 6. Система збору та передачі даних.   1. Оператор газосховищ та оператор газотранспортної системи визначають періодичність та умови надання доступу до телеметричних даних із систем телеметрії шляхом укладання технічних угод.  2. Якщо певна точка входу/виходу не обладнана системою телеметрії або виникла аварія системи телеметрії, необхідні дані будуть передаватися в спосіб, установлений в технічних угодах.  3. Оператор газотранспортної системи визначає вимоги щодо встановлення систем телеметрії та доступу до телеметричних даних оператору газосховищ при приєднанні до газотранспортної системи у відповідних технічних умовах на приєднання.  4.Оператор газосховищ може встановити в точці входу/виходу власні телеметричні пристрої, які здійснюють передачу йому даних вимірювань.  5. Оператор газосховищ та оператор газотранспортної системи самостійно сплачують кожен у своєму обсязі витрати, пов’язані з пересиланням телеметричних даних до своїх служб.  6. Оператор суміжної системи, який здійснює експлуатацію системи телеметрії, у разі виникнення аварії цієї системи зобов’язаний повідомити про це іншого оператора суміжної системи не пізніше наступного робочого дня, якщо інший строк не встановлено в технічній угоді.  7. Власник комерційного ВОГ (ПВВГ) щодоби надає оператору суміжних систем інформацію про кількість та обсяг газу, переданого через комерційний ВОГ(ПВВГ), та один раз на місяць - оператору суміжної системи в електронному вигляді інформацію, яка міститься в погодинних роздруківках, у повному обсязі (об'єм та ФХП газу, характер і тривалість аварійних ситуацій та втручань).  8. За домовленістю, визначеною у технічній угоді, оператор газосховищ може надавати інформацію про кількість та обсяг газу в точках входу/виходу шляхом її оприлюднення на своєму веб-сайті. В іншому разі сторона, яка передає/приймає газ у точці входу/виходу, має право на безперервне отримання інформації в електронному вигляді відповідно до розробленого проекту системи передачі даних (обладнання, лінії зв’язку), погодженого з власником комерційного вузла обліку. На підставі погодженого проекту сторона, яка приймає газ, за власні кошти забезпечує придбання, установлення та налагодження системи передачі даних. Інформація надається з персональної електронно-обчислювальної машини підрозділу оператора газосховищ, до якої надходить інформація з обчислювачів та коректорів. При цьому сторони підписують угоду щодо захисту інформації. 7. Документальне оформлення приймання-передачі природного газу 1. Приймання-передача природного газу між операторами суміжних систем оформляється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5 числа місяця, наступного за звітним.  2. Розбіжності у частині обсягу переданого (прийнятого) газу врегульовуються відповідно до умов глави 5 цього розділу. До прийняття рішення суду обсяг переданого (прийнятого) газу визначається за результатами вимірювань комерційного ВОГ (ПВВГ).  3. До 07 числа місяця, наступного за звітним, замовником та оператором газосховищ здійснюється оформлення акта закачування/відбору природного газу до/з газосховищ, в якому вказується обсяг природного газу замовника, закачаний або відібраний до/з газосховищ за звітний місяць.  У разі порушення зазначеної вимоги оператор газосховищ до 08 числа місяця, наступного за звітним, оформляє акт закачування/відбору природного газу замовника до/з газосховищ в односторонньому порядку в обсязі згідно із підтвердженими оператором газосховищ номінаціями. Замовник зобов’язаний здійснити розрахунок з оператором газосховищ за закачування/відбір природного газу до/з газосховищ на умовах договору зберігання (закачування, відбору) природного газу.  При цьому до 12 числа місяця, наступного за звітним, замовник може оформити додатковий акт закачування/відбору природного газу замовника до/з газосховищ на обсяг місячного небалансу або його залишків, і відповідні номінації та алокації узгоджуються оператором газосховищ з оператором газотранспортної системи.  У випадку наявності у замовника послуг транспортування природного газу неврегульованого позитивного небалансу після 12 числа місяця, наступного за звітним, а також за умови, що оператор газотранспортної системи повідомив (із зазначенням обсягу позитивного небалансу) оператора газосховищ, оператор газосховищ проводить закачування природного газу (у тому числі шляхом заміщення) в обсязі небалансу та оформлює його в односторонньому порядку. У випадку відсутності у замовника послуг транспортування чинного договору зберігання природного газу замовник послуг транспортування зобов’язаний в строк до 14 числа місяця, наступного за звітним, укласти з оператором газосховищ договір зберігання (закачування, відбору) природного газу та провести відповідні розрахунки.  У випадку неоплати або несвоєчасної оплати замовником в строки, встановлені договором зберігання (закачування, відбору) природного газу, фактично наданих послуг із закачування, зберігання або відбору природного газу оператор газосховищ до дати виконання замовником зобов’язань за договором зберігання (закачування, відбору) природного газу відмовляє замовнику в прийнятті номінацій, про що повідомляє оператора газотранспортної системи.    4. У випадку відчуження замовником природного газу, який зберігається в газосховищах, замовник складає відповідний акт приймання-передачі природного газу та протягом 3 робочих днів з дати складання погоджує його з оператором газосховищ.  5. У випадку, якщо на дату закінчення строку дії договору зберігання (закачування, відбору) природного газу у газосховищах залишилась невикористана частина (залишок) обсягу природного газу замовника, замовник повинен протягом двадцяти днів після закінчення строку дії договору зберігання (закачування, відбору) природного газу укласти з оператором газосховищ договір зберігання (закачування, відбору) природного газу на обсяг, який не менше обсягу залишку газу, який залишився у газосховищах на дату закінчення строку зберігання, визначеного договором, та протягом п’яти робочих днів після укладання договору зберігання (закачування, відбору) природного газу скласти з оператором газосховищ акт про обсяг залишку природного газу в газосховищах на дату початку строку зберігання, визначеного договором.  У разі порушення вимог цього пункту оператор газосховищ виставляє рахунок власнику природного газу за послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу відповідно до договору зберігання (закачування, відбору) природного газу з використанням права оператора газосховищ притримати обсяги природного газу до здійснення повного розрахунку за послуги зі зберігання природного газу. ІV. Умови надійної та безпечної експлуатації газосховищ, основні правила технічної експлуатації газосховища, планування, оперативно-технологічного управління і розвитку газосховищ1. Умови надійної та безпечної експлуатації газосховищ, основні правила технічної експлуатації газосховищ 1. Оператор газосховищ забезпечує надійну та безпечну експлуатацію, підтримання в належному стані та розвиток, включаючи нове будівництво, реконструкцію газосховища, з метою задоволення очікуваного попиту суб'єктів ринку природного газу на послуги зі зберігання (закачування, відбирання) природного газу, враховуючи розвиток ринку природного газу.  2. Експлуатація газосховища здійснюється виключно оператором газосховища згідно з вимогами чинного законодавства, нормативних актів у сфері проектування, будівництва, ремонтів та безпечної їх експлуатації, технічними нормами та стандартами безпеки.  3. Оператор газосховищ для надійної та безпечної експлуатації газосховищ забезпечує:  дотримання вимог нормативних документів щодо експлуатації, зокрема технологічних проектів створення та експлуатації газосховища, регламенту з контролю за експлуатацією пластових систем газосховища, регламенту з контролю за експлуатацією технологічного обладнання газосховища, технічних норм та стандартів безпеки, правил технічної експлуатації газосховищ;  проведення запобіжних заходів безаварійної експлуатації газосховищ, зокрема комплексу робіт з технічного обслуговування, поточного або капітального ремонтів, що виконуються на підставі результатів технічного обстеження виробничих об’єктів газосховища; проведення заходів для забезпечення зберігання (закачування, відбирання) природного газу протягом періодів надзвичайно високого споживання відповідно до правил про безпеку постачання природного газу та Національного плану дій;  контроль дотримання ФХП природного газу в точках передачі газу між газосховищем і газотранспортною системою та підтримує допустимі межі ФХП природного газу згідно з вимогами [Кодексу газотранспортної системи](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15/paran18#n18);  у випадках, визначених законодавством, обмеження закачування та/або відбору природного газу;  розробку та впровадження планів локалізації та ліквідації аварій (далі - ПЛАС);  підготовку та узгодження відповідно до технічних угод з оператором газотранспортної системи плану дій на випадок виникнення перебоїв газопостачання з урахуванням положень правил про безпеку постачання природного газу та Національного плану дій;  підтримку технічного стану обладнання, установок, споруд згідно з вимогами технічних норм та стандартів безпеки, правил технічної експлуатації газосховищ, що затверджуються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі, проведення постійного нагляду за експлуатацією, у разі виникнення аварійних ситуацій негайно розпочинає дії, спрямовані на їх усунення;  проведення оцінки технічного стану газосховища та за її результатами готує інвестиційні плани і плани ремонту газосховища;  розробку та впровадження відповідно до законодавства нормативно-технічних документів, що стосуються технічної експлуатації газосховища.  4. Проектування та будівництво (нове будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, технічне переоснащення) виробничих об’єктів газосховища здійснюються відповідно до законодавства у сфері містобудівної діяльності, технічних норм та стандартів безпеки та чинних нормативних актів у галузі промислової безпеки.  5. Фінансування заходів, передбачених планом розвитку газосховища, здійснюється за рахунок коштів, передбачених у тарифах на зберігання (закачування, відбирання) природного газу, банківських кредитів, коштів, залучених з інших джерел, не заборонених законодавством. 2. Планування робіт, що зумовлюють зміну в умовах функціонування газосховищ 1. Для забезпечення надійної та безпечної експлуатації газосховищ оператор газосховищ забезпечує виконання робіт, передбачених в регламентах з контролю за експлуатацією пластових систем газосховищ, з контролю за експлуатацією технологічного обладнання газосховища та інших нормативних та технічних документах.  2. Оператор газосховищ планує та постійно виконує необхідні експлуатаційні, діагностичні, ремонтні роботи, а також роботи, пов’язані з модернізацією та технічним переоснащенням газосховища.  3. Оператор газосховищ планує проведення ремонтних робіт або робіт з планового технічного обслуговування в період з 01 травня до 31 жовтня, якщо такі заходи можуть завадити здійсненню діяльності з відбору природного газу, та в період з 01 листопада до 30 квітня, якщо такі заходи можуть завадити здійсненню діяльності із закачування природного газу.  4. Оператор газосховищ на умовах, визначених в технічних угодах, узгоджує з оператором газотранспортної системи обсяг, а також строки проведення запланованих робіт.  Уточнення обсягу та строків проведення робіт шляхом узгодження між оператором газосховищ та оператором газотранспортної системи повинно відбутися не пізніше ніж за двадцять один календарний день перед їх початком, про що оператор газосховищ інформує заінтересованого замовника та оператора газотранспортної системи. В обґрунтованих випадках оператор газосховищ за узгодженням з оператором газотранспортної системи може впровадити зміни в обсязі робіт протягом календарного року.  5. Оператор газосховищ має право переривати або зменшувати номінації та реномінації замовників на період (години, дні) здійснення ремонтних робіт та робіт з планового технічного обслуговування газосховища (газосховищ), про що одночасно повідомляє замовника.  6. Оператор газосховищ зобов’язаний проводити ремонтні роботи та роботи з планового технічного обслуговування газосховища (газосховищ) в найбільш ефективний спосіб та з метою мінімізації негативного впливу на права замовників.  7. Оператор газосховищ до 01 листопада календарного року розміщує на своєму веб-сайті інформацію про час та місце проведення ремонтних робіт, запланованих в наступному календарному році, які можуть викликати зміни в умовах функціонування газосховища, що призводять до обмеження зберігання (закачування, відбирання) природного газу, та зазначає очікувані терміни цих обмежень. 3. Повідомлення замовника про зміни в умовах функціонування газосховищ 1. Оператор газосховищ повідомляє замовника, якого стосуються введені обмеження, про строки, а також обсяг обмежень не менше ніж за двадцять один день до дати початку запланованих робіт у письмовому вигляді з повідомленням про вручення та/або за допомогою електронної пошти.  2. Замовник повинен враховувати обмеження, про які зазначено у пункті 1 цієї глави, в своїх номінаціях/реномінаціях.  3. За період призупинення або обмеження надання послуг внаслідок робіт, що виконуються оператором газосховищ, постійна оплата за потужності підлягає відповідному зниженню на період впровадження таких обмежень. 4. Планування розвитку газосховищ 1. Розвиток газосховищ провадиться з урахуванням поточних та майбутніх потреб України в природному газі, для надійного і безаварійного забезпечення споживачів природним газом, створення резервів (запасів) природного газу на випадок виникнення надзвичайних ситуацій, а також попиту на послуги зберігання (закачування, відбору).  2. Оператор газосховищ розробляє і щороку до 31 жовтня подає на затвердження Регулятору план розвитку газосховищ на наступні 10 років, складений на підставі даних про фактичні та прогнозні показники попиту і пропозиції на послуги зі зберігання (закачування, відбору) природного газу. План розвитку газосховищ на наступні 10 років має забезпечувати відповідність газосховищ потребам ринку природного газу та інтересам безпеки постачання природного газу.  3. Під час розроблення плану розвитку газосховищ на наступні 10 років оператор газосховищ зобов’язаний враховувати можливі зміни обсягів зберігання природного газу (у тому числі обсягів транскордонної торгівлі природним газом), а також плани розвитку газосховищ сусідніх держав.  4. План розвитку газосховищ на наступні 10 років повинен визначати:  перелік основних об’єктів, пов’язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу, будівництво або реконструкцію яких доцільно здійснити протягом наступних 10 років;  перелік підтверджених інвестиційних проектів незалежно від джерел фінансування, а також перелік інвестицій, що доцільно здійснити протягом наступних трьох років;  передбачені терміни/строки реалізації інвестиційних проектів.  5. Десятирічний план розвитку газосховища складається з:  інвестиційної програми на перший планований рік десятирічного плану розвитку із зазначенням заходів за рахунок підтверджених інвестицій;  плану заходів на другий-третій плановані роки десятирічного плану розвитку за рахунок підтверджених та нових інвестицій;  плану заходів на четвертий-десятий плановані роки десятирічного плану розвитку із зазначенням потреби в інвестиціях для їх виконання.  6. При розробці інвестиційної програми на перший планований рік, яка є складовою плану розвитку на десять років, а також планів ремонтів, технічного обслуговування та технічного діагностування оператор газосховища бере до уваги:  вимоги з безпечної експлуатації газосховища, а також забезпечення безперервності надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу;  необхідність приведення газосховища до обов’язкових норм та технічних вимог;  фактичний технічний стан об’єктів та складових газосховищ;  зниження експлуатаційних витрат на експлуатацію;  збільшення за потреби технічної потужності газосховища.  7. Для здійснення планування оператор газосховищ співпрацює з оператором газотранспортної системи, а також із замовниками.   V. Порядок укладення договору зберігання (закачування, відбору) природного газу1. Порядок укладення договору зберігання (закачування, відбору) природного газу 1. Доступ до послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу здійснюється на підставі договору зберігання (закачування, відбору) природного газу. Оператор газосховищ не має права відмовити в укладенні договору зберігання (закачування, відбору) природного газу за умови дотримання заявником вимог щодо його укладення, передбачених цим Кодексом.  2. Для укладення договору зберігання (закачування, відбору) природного газу заявник надає оператору газосховищ:  заяву на укладення договору зберігання (закачування, відбору) природного газу, форма якої рекомендується оператором газосховищ, є публічною інформацією та розміщується на його веб-сайті;  ЕІС-код суб’єкта ринку природного газу України;  у випадку, якщо замовником є нерезидент України, додатково надається документ, що підтверджує його реєстрацію в якості суб’єкта господарювання в країні його постійного місцезнаходження;  документи, що підтверджують повноваження осіб, що виступають від імені замовника.  3. Якщо документи, зазначені в пункті 2 цієї глави, складені іноземною мовою, подається також їх засвідчений переклад українською мовою.  4. Для укладення договору зберігання (закачування, відбору) оператор газосховищ не має права вимагати документи та/або інформацію, що не передбачені в пункті 2 цієї глави.  5. Оператор газосховищ розглядає заяву про укладення договору зберігання (закачування, відбору) та додані до неї документи у десятиденний строк з дня реєстрації. Якщо заява та додані до неї документи подані не в повному обсязі відповідно до переліку, зазначеного в пункті 2 цієї глави, оператор газосховищ звертається протягом п'яти робочих днів з дня реєстрації заяви до заявника з письмовим запитом щодо уточнення повноти його заяви. При цьому строк розгляду заяви про укладення договору зберігання (закачування, відбору) призупиняється на час доповнення замовником документів у повному обсязі.  6. Оператор газосховищ залишає заяву без розгляду, якщо відповідь на письмовий запит оператора газосховищ щодо уточнення даних у десятиденний строк не надійшла, оператор газосховищ письмово повідомляє заявника про відмову та її причини.  7. У випадку, коли надані заявником документи відповідають вимогам пункту 2 цієї глави, оператор газосховищ у десятиденний строк з дня реєстрації заяви надсилає заявнику проект договору зберігання (закачування, відбору).  8. Якщо протягом двадцяти днів з дня отримання заявником проекту договору зберігання (закачування, відбору) заявник не поверне оператору газосховищ підписаний договір зберігання (закачування, відбору) та за відсутності погодженого сторонами строку продовження його підписання, оператор газосховищ може не розглядати заяву на укладення договору та вважати такий договір неукладеним, про що письмово повідомляє заявника.  9. Замовник на підставі договору зберігання (закачування, відбору) або одночасно із заявою на укладення договору зберігання (закачування, відбору) може подати заявку на розподіл потужності. У разі одночасного надання заяви на укладення договору зберігання (закачування, відбору) природного газу та заяви на розподіл потужності договір зберігання (закачування, відбору) укладається лише при узгодженні сторонами розподілу потужності.  10. Розподіл потужності укладається в письмовому вигляді та є додатком до договору зберігання (закачування, відбору).  11. Договір зберігання (закачування, відбору) та додатки складаються українською мовою. За клопотанням замовника оператор газосховищ надає договір зберігання (закачування, відбору) українською та англійською мовами. 2. Фінансове забезпечення 1. Фінансове забезпечення надається оператору газосховищ не пізніше ніж за п’ять робочих днів до початку надання послуг із зберігання (закачування, відбору) природного газу.  2. Розмір фінансового забезпечення для замовника має бути не меншим за місячну вартість послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу, визначену на підставі узгодженого розподілу потужностей та тарифу на зберігання (закачування, відбору), а у випадку договірного доступу - на підставі узгодженого розподілу потужностей та вартості послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу, встановленої за згодою сторін.  3. Фінансове забезпечення надається у вигляді попередньої оплати послуг відповідно до умов договору зберігання (закачування, відбору) природного газу в розмірі місячних фінансових зобов’язань, визначених цим договором.  4. Якщо фінансове забезпечення не буде надано у строк, визначений пунктом 1 цієї глави, оператор газосховищ тимчасово (до внесення відповідного фінансового забезпечення) зупиняє надання послуг, стосовно яких замовник не надав фінансове забезпечення, а в разі ненадання фінансового забезпечення протягом наступних 14 днів після припинення надання послуг пропонує потужність іншим замовникам шляхом розміщення офіційного оголошення на веб-сайті оператора.  Розподіл потужності здійснюватиметься у порядку, встановленому цим Кодексом. Здійснюючи такий розподіл потужності, оператор газосховищ анулює розподіл потужності, оформлений для попереднього замовника. Період призупинення надання послуг оплачується замовником у вигляді фіксованих платежів, передбачених договором зберігання (закачування, відбору) природного газу. VI. Розподіл потужності1. Загальні умови 1. Оператор газосховищ надає доступ до потужності газосховища на підставі договору зберігання (закачування, відбору) природного газу, [типова форма](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z1385-15/paran15#n15) якого затверджена постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2499.  2. Потужність газосховища включає комбінацію робочого обсягу зберігання природного газу, потужності закачування та потужності відбору.  3. Оператор газосховищ щодня розміщує на своєму веб-сайті інформацію:  про розподілену та вільну потужність газосховища, яка публікується в кількісній формі з урахуванням вимог щодо мінімального обсягу потужності, що може бути замовлена в розрізі гарантованої та переривчастої потужності. При цьому пропозиція щодо гарантованої потужності не обмежує пропозицію щодо переривчастої потужності;  про дату пропозиції нової потужності газосховища.  4. Оператор газосховищ розраховує обсяг вільної потужності газосховища на певний період часу з урахуванням поточного стану заповнення газосховищ та умов користування потужністю газосховища, передбачених чинними договорами із замовниками, та розміщує дані на своєму веб-сайті.  5. Оператор газосховищ розраховує гарантовану річну потужність, доступну для закачування та для відбору на основі кривих закачування та кривих відбору.  6. Криві закачування та відбору обов’язково відображаються у договорі зберігання (закачування, відбору) або у додатку до нього для кожного замовника індивідуально, враховуючи планові обсяги замовника щодо закачування та відбору природного газу та фактичні обсяги робочого газу в газосховищі.  Крива закачування та відбору відображає потужність закачування та відбору для кожного замовника пропорційно його плановому або фактичному обсягу робочого газу в газосховищі.  7. За 10 днів до завершення базового періоду закачування оператор із замовником уточнюють криву відбору відповідно до фактичного обсягу робочого газу в газосховищі з оформленням додаткової угоди.  8. Оператор газосховищ надає гарантовану місячну потужність закачування та відбору за наявності в газосховищах більше 10% від проектної величини робочого обсягу газу.  9. Гарантована місячна потужність закачування та відбору (щодо замовників) розраховується оператором газосховищ за п’ять днів до початку наступного газового місяця та доводиться до відома замовника за допомогою системи обміну інформацією.  10. Переривчаста добова потужність закачування та відбору розраховується оператором газосховищ щодоби, доводиться до відома замовника шляхом розміщення на власному веб-сайті у строк до 16 години попередньої газової доби та є доступною для використання в наступну газову добу.  11. Оператор газосховищ може припинити або обмежити надання переривчастої потужності, зокрема, коли це необхідно для забезпечення гарантованих потужностей оператором газосховищ чи з метою виконання оператором газосховищ вимог Національного плану дій або правил про безпеку постачання природного газу.  12. Замовник послуг зберігання одночасно може використовувати як гарантовану, так і переривчасту потужності газосховищ. Замовник в першу чергу зобов’язаний використовувати розподілену йому гарантовану потужність закачування та відбору, а також за необхідності може використовувати вільну переривчасту потужність закачування та відбору.  13. При розподілі потужності газосховища оператор газосховищ повинен враховувати зарезервовану оператором газотранспортної системи частину потужності газосховища, що необхідна для виконання ним обов’язків з балансування газотранспортної системи.  14. Оператор газосховищ може надати замовнику потужність на умовах заміщення, якщо це є можливим, з урахуванням технічних можливостей газосховища та зобов’язань оператора газосховищ перед іншими замовниками, а також за умови покриття замовником обґрунтованих додаткових витрат оператора газосховищ на здійснення відповідної діяльності і лише у випадку, якщо обсяг замовлення із заміщення не перевищує обсягу закачування або відбору протягом відповідного базового періоду. У такому випадку оператор газосховищ зобов’язаний надати відповідні потужності газосховища протягом 8 годин з моменту отримання відповідної заявки від замовника, а у випадку зміни режиму закачування на режим відбору і навпаки під час базових періодів оператор газосховищ зобов’язаний надати відповідні потужності газосховища протягом 72 годин з моменту отримання відповідної заявки від замовника, якщо інший термін не обумовлений технологічним проектом газосховища (газосховищ), що вимагає витримки нейтральних періодів після закінчення сезонів відбирання та закачування.  15. У період нейтрального (стабілізаційного) періоду оператор газосховищ може обмежити доступ замовника до потужностей газосховища.  16. У розподілі потужності газосховища зазначаються відповідні віртуальні точки входу та виходу, які використовуються, а також обсяг потужності газосховища, на яку замовник послуг зберігання має право, тип потужності, обумовленої договором (гарантована чи переривчаста), період (строк, на який потужність була розподілена). 2. Заявка на розподіл потужностей газосховища 1. Замовник подає оператору газосховищ заявку на розподіл потужності газосховища за формою оператора газосховищ, розміщеною на його веб-сайті.  2. Заявки на розподіл потужності газосховища, подані раніше або пізніше строків, передбачених главою 4 цього розділу, залишаються без розгляду.  3. У заявці зазначаються обсяг потужності газосховища і період, на який має бути надане користування потужністю газосховища. 3. Процедура попереднього розгляду заявки на розподіл потужності 1. Оператор газосховищ здійснює попередній розгляд заявки на розподіл потужності газосховища протягом трьох робочих днів з дня її отримання. Якщо дані, викладені в заяві, потребують уточнення, оператор газосховищ протягом зазначеного строку надсилає замовнику письмовий запит та вказує вичерпний перелік даних, які потребують уточнення. При цьому строк попереднього розгляду заявки на розподіл потужності газосховища подовжується на період уточнення замовником послуг зберігання даних.  2. Протягом п’ятиденного строку з дня отримання запиту щодо уточнення даних замовник надає оператору газосховищ відповідні уточнення та доповнення. Якщо доповнена заявка на розподіл потужностей газосховища не буде подана протягом встановленого строку, то оператор газосховищ має право залишити заявку без розгляду.  3. За результатами попереднього розгляду оператор газосховищ письмово повідомляє замовника протягом 2 робочих днів про прийняття заявки до участі у процедурі розподілу потужності або залишення заявки без розгляду із зазначенням причини відмови.  4. Матеріали щодо попереднього розгляду заявки на розподіл потужності надаються в електронному та/або паперовому вигляді. 4. Процедура розподілу потужності 1. Заявки на розподіл потужності подаються:  річної потужності газосховища, з 10 лютого до 25 лютого, щодо років зберігання, наступних за роком зберігання, в якому подається заявка;  місячної потужності газосховища, які були подані за 15 робочих днів до початку газового місяця, в якому повинно бути розпочато зберігання (закачування, відбір) природного газу, які належать до якогось з газових місяців у році зберігання, в якому розподіляється потужність газосховища.  2. Обсяг вільної потужності газосховища, яка буде предметом процедури розподілу потужності протягом наступних років зберігання (4 років), оператор газосховищ розміщує на своєму веб-сайті за 30 календарних днів до початку прийняття заявок.  3. Під час процедури розподілу потужностей газосховища оператор газосховищ проводить технічний аналіз, який включає оцінку можливості газосховища задовольнити заявку замовника.  4. Оператор газосховищ відмовляє в розподілі потужності газосховища в таких випадках:  відсутність або недостатність вільної потужності газосховища;  надання доступу стане перешкодою для виконання таким оператором спеціальних обов'язків, покладених на нього відповідно до [статті 11](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/329-19/paran267#n267) Закону України "Про ринок природного газу";  відмова в доступі є виправданою на підставі рішення, прийнятого відповідно до [статті 55](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/329-19/paran783#n783) Закону України "Про ринок природного газу".  5. Про відмову оператор газосховищ повідомляє (із зазначенням причин відмови) замовника та Регулятора протягом п'яти робочих днів.  6. Розподіл вільної потужності газосховища повинен відбуватися в такому порядку: річна, місячна.  7. Якщо сумарна потужність газосховища, заявлена замовниками, не перевищує вільну потужність газосховища, кожний із заявників одержує потужність в обсягах, зазначених в поданій заяві.  8. Якщо сумарна потужність, заявлена замовниками, перевищує вільну потужність газосховища, оператор задовольняє заявки в порядку черговості їх отримання.  9. Оператор газосховищ за результатами проведення процедури розподілу потужності інформує замовника про розподілену йому потужність шляхом надсилання на електронну пошту сканованих копій відповідних оригіналів документів та/або у письмовому вигляді:  для заявок, поданих на річну потужність газосховища, - до 15 березня поточного року;  для заявок, поданих на місячну потужність газосховища, - за 10 робочих днів до 01 числа місяця, в якому повинно бути розпочато зберігання (закачування, відбір) природного газу. 5. Строки узгодження розподілу потужності 1. Узгоджуючи розподіл потужності, оператор газосховищ надає замовнику проект розподілу потужності протягом п’яти робочих днів від дня закінчення процедури розподілу потужності.  2. Протягом трьох робочих днів з дати отримання проекту про розподіл потужності замовник надає оператору газосховищ односторонньо підписаний розподіл потужності. 6. Індивідуальні послуги 1. Індивідуальна послуга зберігання (закачування, відбору) природного газу на місяць надається на підставі чинного договору зберігання (закачування, відбору), а також підтвердженої оператором газосховищ заявки.  2. Замовник з метою отримання індивідуальної послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу на місяць подає оператору газосховищ за 5 робочих днів до початку газового місяця, в якому повинно бути розпочато надання послуг, заявку згідно з формою, розміщеною на веб-сайті оператора.  Оператор газосховищ протягом двох робочих днів з дня отримання заявки на індивідуальну послугу зберігання (закачування, відбору) природного газу на місяць здійснює попередній розгляд цієї заяви. Якщо дані, викладені в заявці, потребують уточнення, оператор газосховищ протягом зазначеного строку надсилає замовнику письмовий запит та вказує вичерпний перелік даних, які потребують уточнення. При цьому строк попереднього розгляду заявки подовжується на період уточнення даних замовником. Протягом дводенного строку з дня отримання запиту щодо уточнення даних замовник надає оператору газосховищ відповідні уточнення та доповнення. Якщо доповнена заявка не буде подана протягом встановленого строку, то оператор має право залишити заявку без розгляду.  3. За результатами розгляду заявки та наявності/відсутності технічної можливості надання індивідуальної послуги оператор газосховищ за два робочих дні до 01 числа місяця, в якому повинно бути розпочато надання послуг, підтверджує заявку/відмовляє в підтвердженні заявки, про що одночасно інформує заявника у письмовій формі або в електронному вигляді шляхом надсилання на електрону пошту сканованих копій відповідних оригіналів документів.  4. Підтверджуючи заявку, оператор газосховищ бере до уваги потреби газотранспортної системи у балансуванні та враховує технічні вимоги режиму фізичного балансування газотранспортної системи.  5. Надання індивідуальної послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу за добу наперед здійснюється на підставі діючого договору зберігання (закачування, відбору), а також підтвердженої оператором газосховищ номінації/реномінації та наявних технічних можливостей.  6. Підтверджуючи номінації та реномінації, оператор газосховищ бере до уваги потреби газотранспортної системи у балансуванні та враховує технічні вимоги режиму фізичного балансування газотранспортної системи.  7. Призначена потужність закачування та/або відбору на період однієї газової доби має відповідати максимальному обсягу природного газу за добу, визначену в підтвердженій оператором газосховищ номінації. VIІ. Передача природного газу, що зберігається в газосховищах 1. Замовники мають право укладати угоди, на підставі яких відбувається перехід права власності на природний газ, що зберігається в газосховищах.  2. Оператор газосховищ забезпечує функціонування інформаційної платформи, за допомогою якої:  замовникам надається можливість розміщувати пропозиції щодо відчуження природного газу, що зберігається в газосховищах;  обліковується перехід права власності на природний газ, що зберігається в газосховищах.  3. Замовники можуть розміщувати пропозиції щодо відчуження природного газу, що зберігається в газосховищах, за допомогою інформаційної платформи оператора газосховищ. Оператор газосховищ не відповідає за достовірність та зміст розміщених пропозицій.  4. Суб’єкт ринку природного газу, який набуває право власності на природний газ, що зберігається в газосховищах, повинен мати укладений з оператором газосховищ договір зберігання (закачування, відбору).  5. Замовник, який набуває право власності на природний газ, що зберігається в газосховищах, повинен в день укладення угоди мати у своєму розпорядженні за договором зберігання (закачування, відбору) необхідний розподілений обсяг потужності газосховища.  Після передачі права власності обсяг природного газу на особовому рахунку замовника, який набуває право власності на природний газ, збільшується на обсяг природного газу, який був придбаний.  Після передачі права власності обсяг природного газу на особовому рахунку замовника, який передає право власності на природний газ, зменшується на обсяг природного газу, який був відчужений.  6. Замовник, який передає та/або набуває право власності на природний газ, що зберігається в газосховищах, повинен виконувати вимоги цього Кодексу.  7. Оператор газосховищ обліковує перехід права власності на природний газ, що зберігається в газосховищах.  8. У разі несплати або несвоєчасної оплати замовником фактично наданих послуг із закачування, зберігання або відбору природного газу оператор газосховищ може притримати природний газ. VIІІ. Номінація та алокація1. Загальні умови надання номінацій 1. Для отримання послуг зберігання (закачування, відбору) замовник подає оператору газосховищ номінації на закачування та/або відбір у віртуальній точці.  2. Номінація повинна визначати обсяг природного газу для кожного контрагента замовника послуг у віртуальній точці входу та/або виходу.  3. Номінації не повинні перевищувати розподілену замовнику потужність, а саме потужність, визначену кривими закачування і відбору. Номінації, що не відповідають цій умові, не підлягають підтвердженню.  Обсяг природного газу, визначений в номінації замовника, який користується індивідуальною послугою зберігання (закачування, відбору) природного газу на період однієї газової доби у віртуальній точці, не може перевищити наявну вільну потужність у цій точці.  4. Номінації можуть бути змінені відповідно до процедури реномінації.  5. У номінаціях і реномінаціях необхідно врахувати зміну часу з літнього на зимовий, а також із зимового на літній.  6. Номінації та реномінації, які подаються замовником, повинні враховувати обмеження та припинення, які впроваджуються згідно з положеннями цього Кодексу, Національного плану дій, а також інші обмеження, які впроваджуються згідно з чинним законодавством.  7. Оператор газотранспортної системи повідомляє оператора газосховищ у разі відсутності технічної можливості подавати/приймати обсяг природного газу, зазначений в номінації. Оператор газосховищ повинен негайно інформувати про це замовників. Замовники протягом двох годин після одержання вищезазначеної інформації зобов’язані скоригувати номінацію в цій віртуальній точці та подати оператору реномінацію.  8. Номінація/реномінація замовників, яким надається послуга зі зберігання (закачування, відбору) природного газу на переривчастих засадах, може бути підтверджена зі зменшенням обсягів природного газу, заявлених замовником в номінації/реномінації. Зменшення повинне відбуватися у тому випадку, коли немає вільної потужності для надання таких послуг. Зменшення здійснюється в такій черговості: місячна, річна потужність. У випадку, якщо послуги мають однаковий строк надання, зменшення має бути пропорційним обсягу природного газу, вказаного у відповідній номінації.  9. Оператор газосховищ має право зменшувати чи відхиляти номінацію під час стабілізаційного переривання та в інших випадках, передбачених цим Кодексом та договором зберігання (закачування, відбору) природного газу. У першу чергу зменшуються або відхиляються номінації та реномінації щодо переривчастої потужності закачування/відбору і лише після цього - щодо гарантованої потужності закачування/відбору замовників.  10. Номінація/реномінація, що пройшла процес перевірки, визначений цим Кодексом, отримує статус підтвердженої номінації/реномінації.  11. Інформація надається оператору газотранспортної системи та оператору газосховищ відповідно до положень[розділу X](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z1380-15/print1360650819921413#n541) цього Кодексу. 2. Процедура надання номінації 1. Замовник подає оператору газосховищ попередні зведені місячні і добові номінації.  2. Для віртуальної точки входу або точки виходу замовник подає оператору газосховищ зведену місячну номінацію на період не більше одного місяця в розрізі кожної доби. Зведена місячна номінація на наступний газовий місяць приймається оператором газосховищ в період з 15 до 20 числа місяця, що передує газовому місяцю надання послуг зі зберігання (закачування, відбору). Якщо замовник надає більш ніж одну зведену місячну номінацію в строк до 20 числа місяця, що передує газовому місяцю надання послуг зі зберігання (закачування, відбору), оператор газосховищ розглядає зведену місячну номінацію, яка була одержана останньою.  3. Замовник подає добову номінацію оператору газосховищ не пізніше ніж до 13:00 UTC (16:00 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 12:00 UTC (15:00 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що передує газовій добі, яка стосується номінації. Якщо замовник надає більш ніж одну таку номінацію в цей самий строк, оператор газосховищ розгляне номінацію, яка була одержана останньою. Оператор газосховищ повідомляє замовника про прийняття або відхилення номінації до 15:00 UTC (18:00 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 14:00 UTC (17:00 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що передує газовій добі, яка стосується номінації.  4. Відхилення номінації може відбутися через:  невиконання умов договору зберігання (закачування, відбору) природного газу;  невідповідність кривим закачування і відбору, визначеним в договорі зберігання (закачування, відбору);  відсутність необхідного рівня фінансового забезпечення, визначеного згідно з положеннями [глави 2](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z1380-15/print1360650819921413#n359) розділу V цього Кодексу;  оголошення оператором газосховищ про обмеження, викликані аварією або надзвичайною ситуацією, що робить неможливим надання послуг зі зберігання (закачування, відбору) природного газу та/або у період стабілізаційного періоду за наданою замовником номінацією;  у разі застосування механізму притримання згідно з положеннями цього Кодексу;  відсутність технічної можливості виконувати номінацію оператором газотранспортної системи.  5. У разі відхилення номінації оператор газосховищ надає код причини відхилення. Перелік кодів та їх значення оператор газосховищ розміщує на своєму веб-сайті.  6. У випадку ненадання замовником номінацій на наступну газову добу відповідно до положень пункту 3 цієї глави оператор газосховищ приймає до розгляду зведену номінацію, яка була одержана останньою.  7. У випадку, коли замовник не подасть оператору газосховищ зведену номінацію згідно з положеннями пункту 2 цієї глави або номінацію на наступну газову добу протягом часу, вказаного в пункті 3 цієї глави, вважається підтвердженою номінація для такого замовника з обсягами природного газу, що дорівнює "0" (нулю) відносно відповідної віртуальної точки.  8. У випадку відхилення номінації в цій віртуальній точці обсяг природного газу в номінації, підтвердженій для замовника у відповідній віртуальній точці, дорівнює "0" (нулю). 3. Процедура надання реномінацій 1. Замовник має право змінити заявлені обсяги у віртуальних точках входу та виходу, визначені в підтвердженій оператором газосховищ номінації для цієї газової доби. Реномінації надаються з 16:00 UTC (19:00 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 15:00 UTC (18:00 за київським часом) години газової доби, що передує газовій добі, з якої здійснюється номінація, до 02:00 UTC (05:00 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 01:00 UTC (04:00 за київським часом) години газової доби, коли повинна бути виконана реномінація. Реномінація надається не менш ніж за 2 години до початку зміни обсягів закачування/відбору, які були визначені номінацією.  2. Змінам не підлягають обсяги, які будуть закачані та/або відібрані на підставі підтвердженої номінації до початку зміни обсягів, визначених реномінацією.  3. Процедура розгляду реномінації розпочинається кожної години та триває дві (2) години. Оператор газосховищ розглядає останню реномінацію, одержану перед початком щогодинного розгляду реномінацій.  4. Оператор газосховищ повідомляє замовника, який подав реномінацію, про підтвердження або відхилення реномінації разом з поданням причин відхилення протягом двох (2) годин від початку даної процедури розгляду реномінації, однак не пізніше ніж перед початком години, яка стосується реномінації.  5. Відхилення реномінації може відбутися з причин, визначених у пункті 4 глави 2 цього розділу, та якщо не виконано умови пункту 1 цієї глави.  6. У випадку, коли оператор газосховищ відхиляє реномінацію, остання номінація (реномінація), підтверджена оператором газосховищ, залишається чинною для сторін. 4. Перевірка відповідності номінацій та реномінацій для віртуальних точок входу/виходу до/з газосховищ 1. Номінації та реномінації, надані для віртуальної точки входу/виходу до/з газосховищ, повинні співпадати з відповідними номінаціями та реномінаціями, що були подані оператору газотранспортної системи.  2. Перевірка відповідності номінацій та реномінацій для віртуальної точки входу/виходу до/з газосховищ проводиться відповідно до вимог [Кодексу газотранспортної системи](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15/paran18#n18).  3. Якщо під час перевірки відповідності номінацій та реномінацій для віртуальної точки входу/виходу до/з газосховищ виявлено невідповідність в номінаціях та реномінаціях, застосовується "правило меншого". 5. Принципи алокації для віртуальних точок входу та виходу до/з газосховищ 1. Алокація природного газу для кожного замовника у віртуальній точці входу/виходу до/з газосховищ здійснюється відповідно до положень [Кодексу газотранспортної системи](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15/paran18#n18).  2. Оператор газосховищ може укласти угоду з оператором газотранспортної системи стосовно провадження операторського балансового рахунку для підтримання подачі природного газу на точку входу до газотранспортної системи або відбору з точки виходу з газотранспортної системи. Угода може бути укладена, якщо існують технічні можливості для такого рахунку.  3. Угода стосовно провадження операторського балансового рахунку, що укладається між оператором газосховищ та оператором газотранспортної системи, визначає засади управління оператором газотранспортної системи оперативним балансовим рахунком та обсягом природного газу, який може бути взаємно обміняний між вказаними операторами з метою вирівнювання різниць між обсягами, визначеними в номінаціях, і обсягами, фактично направленими до/з газотранспортної системи, а також засади вирівнювання сальдо оперативного балансового рахунку.  4. Для точок, стосовно яких укладена угода щодо впровадження операторського балансового рахунку, в якості обсягу природного газу, відповідно направленого замовником послуг транспортування для транспортування або відібраного/поданого з газотранспортної системи/газосховищ, приймаються обсяги, встановлені в підтвердженій номінації для цих точок.  5. У випадках, якщо одна юридична особа є одночасно оператором газосховищ та оператором газотранспортної системи, в якості обсягу природного газу, відповідно направленого замовником послуг транспортування для транспортування або відібраного з газотранспортної системи, приймаються обсяги, встановлені в підтвердженій номінації для цих точок. IX. Правила врегулювання перевантажень1. Загальні положення 1. Замовник зобов’язаний сприяти ефективному використанню потужностей газосховищ.  2. Перевантаження можуть виникнути в газосховищі у зв’язку з:  обмеженою потужністю газосховищ або технологічних об’єктів газосховищ;  обмеженою можливістю зберігання оператором газосховищ природного газу в газосховищах;  технологічними обмеженнями потужності закачування та відбору природного газу газосховищ, які знаходяться в управлінні оператора газосховищ;  необхідністю утримувати мінімальні або максимальні тиски у точках виходу з газосховищ;  необхідністю утримувати стабільні параметри якості природного газу в газосховищах і в точках входу та виходу;  проведенням робіт в газосховищах або в суміжних системах;  виникненням аварії або надзвичайної ситуації;  діями або бездіяльністю замовника, які не відповідають положенням Кодексу або договору зберігання;  необхідністю дотримання ефективних режимів закачування та відбору природного газу.  3. Оператор газосховищ вживає заходів для запобігання штучному створенню перевантажень та дотримується таких принципів:  надання пропозиції замовникам щодо використання потужності, яка була надана, але не використана замовниками, не менш як за одну добу до фактичної операції на переривчастих засадах;  забезпечення реалізації прав замовників, які уклали договір зберігання (закачування, відбору) природного газу, передати права доступу до газосховища іншим замовникам.  Оператор газосховищ в рамках заходів для запобігання штучному створенню перевантажень має право на одержання доступу до потужностей газосховища, що були розподілені замовникам, але не використовуються ними, що викликає договірне перевантаження в газосховищах.  4. Оператор газосховищ з метою уникнення можливості виникнення перевантажень:  на етапі розгляду заяв про розподіл потужності аналізує можливості виконання нових договорів;  за наявності технічної можливості надання послуг із зберігання (закачування, відбору) природного газу надає вільну гарантовану потужність, а у разі відсутності - послуги із зберігання (закачування, відбору) природного газу на переривчастих засадах;  на вимогу заінтересованого суб’єкта підготовлює інформацію про необхідний обсяг робіт щодо реконструкції газосховищ (газосховища) з метою збільшення його потужності, за підготовку якої оператор газосховищ стягує плату, яка відображає витрати на їх підготовку;  оператор газосховищ співпрацює з оператором газотранспортної системи;  планує та виконує модернізацію газосховищ;  експлуатує газосховища, а також управляє в спосіб, що зменшує ймовірність виникнення перевантажень;  розробляє та впроваджує план локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій. 2. Процедура врегулювання договірних перевантажень 1. Оператор газосховищ здійснює поточну оцінку використання розподіленої потужності газосховищ, враховуючи фактично надані послуги із зберігання в рамках укладених договорів зберігання (закачування, відбору), прийнятих заявок на розподіл потужності. Метою проведення поточної оцінки є запобігання можливості блокування потужності в газосховищах та виникнення договірних перевантажень.  2. Якщо під час розгляду нової заявки на розподіл потужності виявиться, що відсутня вільна потужність, а в рамках договорів із зберігання (закачування, відбору), які виконувалися досі, існують зарезервовані, але не використані гарантовані потужності газосховищ, то оператор газосховищ звертається до замовника послуг зберігання, який використовує менше 80 % заброньованої гарантованої потужності газосховищ протягом шести (6) місяців, з вимогою відмовитися протягом тридцяти (30) днів від права на гарантовану потужність, якою він не користується.  3. Якщо внаслідок зміни умов розподілу потужності або оголошення про відмову від неї у газосховищах з’явиться вільна гарантована потужність, оператор газосховищ пропонує цю потужність замовникам, які використовують переривчасту потужність, згідно з положеннями цього Кодексу.  4. Замовник може здійснювати відчуження потужності газосховища, що ним не використовується, іншим замовникам.  5. З метою спрощення процедури відчуження потужності газосховища, що не використовується, оператор газосховищ розміщує на своєму веб-сайті інформацію про потужності, що пропонуються для відчуження.  6. У разі наміру відчуження потужності, що не використовується, замовник подає оператору газосховищ пропозицію згідно із зразком, розміщеним на веб-сайті оператора газосховищ, що містить:  ідентифікаційні дані замовника;  потужність газосховища, що пропонується для відчуження;  дату, з якої пропонується надання доступу до потужності, та період, в якому пропонується надання доступу до потужності, який повинен охоплювати повні газові місяці, а початок повинен припадати на перший день газового місяця;  строк чинності пропозиції.  7. Пропозиція надсилається в електронній формі на електрону адресу не пізніше ніж за п'ять днів до дати, з якої пропонується надання доступу до потужності.  8. У разі якщо пропозиція не відповідає вимогам пункту 6 цієї глави, оператор газосховищ зберігає за собою право не розміщувати пропозицію, одночасно повідомляючи про це замовника в електронній формі на електронну адресу, вказану в пропозиції.  9. Оператор газосховищ не відповідає за достовірність та зміст пропозицій, розміщених замовниками.  10. Після закінчення строку чинності пропозиції оператор газосховищ вилучає пропозицію з переліку вільних потужностей, запропонованих до використання.  11. У разі відчуження потужності газосховищ, що не використовується, на користь замовника, з яким оператор газосховищ має чинний договір зберігання (закачування, відбору), застосовується нижчезазначена процедура:  замовник, який відчужує потужність, надсилає оператору газосховищ підписану заявку про відчуження потужності газосховищ згідно зі зразком, розміщеним на веб-сайті оператора газосховищ;  замовник, який отримує потужність, надсилає оператору газосховищ підписані додатки про зміну розподілу потужності газосховища з урахуванням обсягів потужностей, що отримуються;  вищезазначені документи надсилаються оператору газосховищ в електронній формі на електрону адресу, а також рекомендованим листом.  12. У разі відчуження потужності газосховищ, що не використовується, на користь замовника, у якого відсутній укладений з оператором газосховищ договір зберігання (закачування, відбору), суб’єкт, який отримує потужності, зобов’язаний укласти договір зберігання (закачування, відбору) згідно з положеннями цього Кодексу та надати оператору газосховищ:  підписану замовником, який відчужує потужність газосховищ, заяву про відчуження потужності згідно зі зразком, розміщеним на веб-сайті оператора газосховищ;  заяву про розподіл потужності, підписану суб’єктом, який отримує потужності;  підписаний замовником, який відчужує потужність, додаток, що змінює розподіл потужності, з урахуванням обсягів потужностей, що відчужуються.  13. Оператор газосховищ здійснює перевірку заяви про розподіл потужності згідно з процедурами, визначеними цим Кодексом. У разі відсутності підстав у відмові в розподілі потужності оператор газосховищ узгоджує новий розподіл потужності із суб’єктом, який отримує потужність, а також додаток, що змінює розподіл потужності, із замовником, який відчужує потужність.  14. Дії, пов’язані з процедурою управління договірними перевантаженнями, оператор газосховищ здійснює безкоштовно. 3. Управління перевантаженнями газосховищ в разі незбалансованості обсягів надходження та відбирання природного газу 1. Якщо після використання заходів, визначених в цьому розділі, оператор газосховищ не має змоги збалансувати обсяги закачування та відбору природного газу, він може обмежити замовника, який спричинив ситуацію недобору або надлишку природного газу з/в газосховищах, шляхом:  обмеження (припинення) в прийнятті природного газу для зберігання в точках входу (в разі надлишку ресурсу природного газу для зберігання);  обмеження (припинення) в одержанні природного газу з газосховища у точках виходу (в разі недобору (зменшення) обсягу відбирання природного газу).  2. Оператор газосховищ, запроваджуючи обмеження, передає замовнику послуг зберігання інформацію про термін початку обмежень, очікуваний час їх тривалості, а також про максимальні обсяги для закачування або відбирання природного газу за годину та за добу до/з газосховищ в цій точці.  3. Запроваджені оператором газосховищ обмеження виконуються замовником послуг зберігання на підставі інформації, переданої оператором газосховищ, шляхом обмеження в номінаціях/реномінаціях обсягів закачування або відбору природного газу до/з газосховищ.  4. Витрати, пов’язані з обмеженням обсягу природного газу, що закачується або відбирається, а також відновленням договірних обсягів зберігання природного газу, несе замовник послуг зберігання.  5. Період обмеження, запроваджений до замовника послуг зберігання, не впливає на одержану оператором газосховищ плату за послуги із зберігання природного газу. X. Правила обміну інформацією1. Загальні положення 1. Система обміну інформацією використовується для обміну відомостями, пов’язаними з наданням послуг зберігання (закачування, відбору), між оператором газосховищ та оператором газотранспортної системи, а також замовниками (далі - сторони).  2. Електронний обмін інформацією, пов’язаною з виконанням технічних угод та договорів зберігання (закачування, відбору), повинен бути заснований на стандарті електронного обміну документами (EDI) у версії, розробленій для газової промисловості під назвою "EDIG@S" (описаній в документі Edig@s Message Implementation Guidelines, доступ до якого надається на сторінці http://www.edigas.org. Як проміжне рішення для обміну даними може бути використаний формат xls, xlsx).  Також сторони можуть узгодити подальші протоколи комунікацій: e-mail або FTP або AS2. Протокол AS2 може бути застосованим для комунікації у разі наявності технічних можливостей в обох сторін для обміну інформацією у загальноєвропейському стандарті Edig@s.  3. Детальні вимоги до формату файлів зазначаються на веб-сайті оператора газотранспортної системи.  4. Обмін файлами відбувається з використанням електронної пошти або Інтернету.  5. Оператор газосховищ, оператор газотранспортної системи, а також замовник забезпечують охорону та цілісність файлів, які пересилаються. 2. Відомості, які розміщуються та надсилаються оператором газосховищ 1. Оператор газосховищ розміщує на своєму веб-сайті таку інформацію:  перелік послуг, що надаються таким оператором, а саме: інформацію про ціну або тарифи та інші умови надання таких послуг;  кількісні показники обсягів потужності газосховища, право користування якою було надане замовникам згідно з чинними договорами зберігання (закачування, відбору) природного газу, та вільної потужності газосховища;  інформацію про обсяги природного газу, наявного у кожному газосховищі, обсяги закачування та відбору, а також обсяги вільної потужності газосховища - щодня.  2. Оператор газосховищ передає оператору газотранспортної системи таку інформацію:  відповідність номінації або реномінації у точках входу/виходу, пов’язаних з газосховищами;  про обсяги природного газу, призначені для окремих замовників послуг зберігання;  дані щодо обсягу природного газу, одержаного та завантаженого за попередню добу, а також стан діючої місткості газосховищ за попередню газову добу до 10:00 години кожної доби;  про виникнення перебоїв у роботі газосховищ, які можуть вплинути на умови співпраці цих установок з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання до системи оператора газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;  про заплановані роботи в газосховищах, які можуть вплинути на умови співпраці газосховищ з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.  3. Оператор газосховищ повідомляє замовників про події, які можуть мати вплив на надання послуг, а також на роботу суміжних систем, у тому числі про зміни термінів робіт, а також про терміни незапланованих раніше робіт шляхом розміщення інформації на своєму веб-сайті та за допомогою системи обміну інформацією.  4. Оператор газосховищ надає відомості, які стосуються номінацій та реномінацій, одержаних від замовників, з метою підтвердження можливості їх виконання. 3. Відомості, які передають оператору газосховищ замовники 1. Замовник послуг зберігання передає оператору газосховищ номінації та реномінації обсягів закачування та/або відбору природного газу відповідно до положень цього Кодексу.  2. Оператор газотранспортної системи передає оператору газосховищ інформацію про замовника послуг транспортування, що має позитивний небаланс, та обсяг небалансу. XI. Правила поведінки на випадок виникнення збоїв у роботі газосховища та порушення безпеки постачання природного газу 1. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації, яка створює загрозу безпеці функціонування газосховища, оператор газосховищ негайно вживає заходів, спрямованих на усунення аварійної ситуації та поновлення його роботи відповідно до плану локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій, розробленого оператором газосховищ згідно з вимогами чинного законодавства.  2. У разі виникнення кризової ситуації або загрози безпеці населення, загрози руйнуванню чи цілісності газосховища оператор газосховищ вживає заходів, передбачених правилами про безпеку постачання природного газу та Національним планом дій.  3. Оператор газосховищ негайно повідомляє замовників, оператора газотранспортної системи про виникнення аварії, надзвичайної ситуації або кризової ситуації, яка може вплинути на роботу їх технологічного обладнання, зокрема про очікуваний строк обмежень у роботі газосховища.  4. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації оператор газосховищ може призупинити приймання/передачу в точках входу або точках виходу природного газу з метою запобігання виникненню загрози безпеці функціонування газосховищ, здоров’ю або життю людей та природному середовищу.  5. В аварійній або кризовій ситуації замовник зобов’язаний співпрацювати з оператором газосховищ у необхідному обсязі відповідно до вимог цього Кодексу та Національного плану дій.  6. Реагування на надзвичайні ситуації та ліквідація їх наслідків здійснюються оператором газосховищ відповідно до вимог [розділу VІ](http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/5403-17/paran1018#n1018) Кодексу цивільного захисту України.  **Заступник директора**  **Департаменту із регулювання**  **відносин у нафтогазовій сфері**  **Т. Рябуха** | **NATIONAL COMMISSION FOR STATE ENERGY AND PUBLIC UTILITIES REGULATION**  **RESOLUTION**  30.09.2015 № 2495    Registered at the Ministry of Justice  of Ukraine on 06 November 2015  № 1380/27825  On Approval of the Gas Storage Facilities Code  and Criteria under Which either Negotiated Access  or Regulated Access Shall Be Applied to a  Certain Gas Storage Facility  In accordance with Articles 48 and 49 of the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market", the National Commission for State Energy and Public Utilities Regulation hereby resolves:   1. To approve the attached Gas Storage Facilities Code. 2. To approve the attached criteria according to which either negotiated or regulated access regime shall be applied to a certain gas storage facility. 3. The Department for Regulation of Relations in the Oil and Gas Industry shall ensure the submission of this Resolution to the Ministry of Justice of Ukraine for state registration in accordance with the established procedure. 4. This Resolution shall take effect from the date of its official publication.   Chairman of the Commission  D. Vovk  APPROVED  Resolution of the National Commission for State Energy and Public Utilities Regulation  30.09.2015 № 2495  Registered at the Ministry of Justice  of Ukraine on 06 November 2015  № 1380/27825  **GAS STORAGE FACILITIES CODE** І. GENERAL PROVISIONS  1. **Загальні засади, терміни та скорочення**   1.This Code defines the legal, technical, organisational, and economic principles of functioning of the natural gas storage facilities (hereinafter referred to as the gas storage facilities), including:  the rights and obligations of the gas storage facilities operator and customers of services;  conditions for access to gas storage facilities;  terms and procedure for provision of natural gas storage (injection, withdrawal) services;  interaction mechanisms between the gas storage facilities operator, the gas transmission system operator, and other subjects of the natural gas market;  basic operating rules of gas storage facilities.  2. This Code applies to gas storage facilities operator and customers of natural gas storage (injection, withdrawal) services (hereinafter - Customer).  3. The terms in this Code are used within the following meaning:  active volume of gas means a certain amount of natural gas determined by the engineering design, within the limits of which injection and withdrawal of natural gas is possible, which is the operating volume (amount) that a customer can store in underground storage facilities in accordance with the Natural Gas Storage (injection, withdrawal) Agreement.  allocation – confirmation of factual volume of natural gas over a certain payment period delivered by the customer of storage services to the gas storage facilities at the exit point or withdrawn from the gas storage facilities in the entry point;  basic injection period means the period of time during which the customer uses injection capacity in the normal mode, and which begins on the first gas day of April and ends on the last gas day of September;  basic withdrawal period means the period of time during which the customer uses withdrawal capacity in the normal mode, and which begins on the first gas day of October and ends on the last gas day of March;  cushion gas volume means technologically and economically justified amount of natural gas, which shall not be subject to withdrawal and which is permanently stored (kept) in the gas storage facility, performs technological functions of an energy carrier that supports the energy of the layer for the withdrawal of active gas, provides the necessary design parameters for the operation of the main technological equipment of the gas storage facility, for the daily performance of the gas storage facility, and separates the gas part of the layer – collector from its water saturated part and prevents the flooding of individual wells and artificial gas reservoir as a whole.  gas day means a time period from 05:00 a.m. period from Coordinated Universal Time (UTC) 05:00 (from 07:00 a.m. Kyiv time) to 05:00 a.m. UTC (to 07:00 a.m. Kyiv time) of the following day in winter period, and from 04:00 a.m. UTC (from 07:00 a.m. Kyiv time) to 04:00 a.m. UTC (to 07:00 a.m. Kyiv time) of the following day in summer period.  gas month means the period of time that begins on the first gas day of the current month and lasts until the beginning of the first gas day of the following month;  gas year – time period, which starts on the first gas day of October of the current year and lasts till the first gas day of October of the following year.  guaranteed capacity means the gas storage facility capacity that is provided to the Customer with the guarantee of exercising the right to use it in the period of natural gas storage (injection, withdrawal) services provision;  backup gas metering unit means a metering unit designed to control the amount of natural gas accounted for by the commercial metering unit;  customer means an individual entrepreneur or a legal entity that orders natural gas storage (injection, withdrawal) services under the agreement of gas storage (injection, withdrawal) with gas storage facilities operator;  applicant means an individual entrepreneur or a legal entity that has submitted an application for conclusion of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement or for the allocation of gas storage capacity to the gas storage facilities operator;  identification data means basic information about the applicant or customer, in particular, their full name, place of registration, EDRPOU code (Unified State Code of Registration of Enterprises as Business Entities),/ the number of a tax payer registration card (for natural persons who due to their religious beliefs refuse to obtain a tax payer registration card and informed the overseeing organ thereof and have a note in the passport – passport series and number); bank account details, contact information (phone number, email address), as well as the legal basis for the authority of the person signing the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement, EIC - code;  injection and withdrawal curves mean the information reflecting the injection and/or withdrawal capacity that can be used by the Customer within a given gas day in accordance with the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement;  commercial metering unit of natural gas (GCMS (DMS)) means the metering unit that is used for the commercial metering during the natural gas storage (injection, withdrawal)  boundary of balance sheet attribution - demarcation point of gas networks between their adjacent owners on grounds of the right of ownership or use where acceptance and delivery of natural gas is in place;  neutral period means stabilisation period which is a part of the gas and the calendar year during which the gas storage facility stands idle after injection or withdrawal of natural gas for the purpose of performing researches and works provided for by the engineering design of the underground storage facility and regulation for the monitoring of the operation and air-tightness of the underground storage facilities, as well as for repairs and activities scheduled by gas storage facilities operator that are carried out upon the withdrawal of the entire volume of natural gas from the technological equipment and pipelines;    nomination means order of the customer of natural gas storage (injection, withdrawal) services provided to the operator of the underground storage facilities concerning volumes of natural gas that will be delivered by the customer of natural gas storage (injection, withdrawal) services to the gas storage facilities at the gas exit point or withdrawn from the gas storage facilities at the gas entry point for a certain payment period;  operational balance account (OBA) means a document that is concluded between the gas storage facilities operator and the gas transmission system operator, and reflects a technologically justified difference between the agreed nominated volumes and the actually transmitted volumes of natural gas;  operator of the adjacent system - the operator of gas storage facilities / the operator of the gas transmission system;  congestion means a situation when the customer uses less storage capacity than the distributed one, or the distributed capacity exceeds the capacity of the underground gas storage, and development of emergency or accident situation;  transfer of the capacity means a transaction which serves as a basis for transfer of the capacity of gas storage facility, and of other rights and obligations under the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement from the customer to another entity by entering into a corresponding contract between the customer and such an entity, such entity is deemed to be the Customer from the date of the contract conclusion;  intermittent capacity means the injection or withdrawal capacity which is provided to the customer with no guarantee of the exercise of the right to use it, but with the possibility of its limitation (interrupting) under the conditions specified in the contract and this Code;  the capacity of gas storage facility means any combination of the operating volume and injection and/or withdrawal capacity provided for in the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement;  withdrawal capacity means the volume of natural gas that can be withdrawnby the customer from the gas storage facility (facilities) within a given time in accordance with the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement;  injection capacity means the volume of natural gas that can be injected into the gas storage facility (facilities) by the customer within a given time in accordance with the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement;  substitution capacity means injection or withdrawal capacity provided to the customer beyond the baseline period of injection or withdrawal, respectively;  “rule of lesser” - principle which is applied by the gas storage facilities operator in cases when the volume of natural gas indicated in nominations/re-nominations at the entry and exit point does not match, and consists of gas storage facilities operator confirming the least declared volume of natural gas in nominations/re-nominations and informing the storage (injection, withdrawal) services clients thereof.  re-nomination - change of the confirmed nomination;  storage year means the period beginning on the first gas day of April of the current calendar year and lasts until the first day of April of the following year;  operating volume means the maximum amount of natural gas that the customer is entitled to keep in the gas storage facility (facilities), in line with the gas storage (injection, withdrawal) agreement;  stabilisation interruption means temporary cessation of injection or withdrawal of natural gas to/from a certain storage facility meant to ensure reliable and safe operation of gas storage facility;  technical agreement means the agreement concluded between the gas transmission system operator and the gas storage facilities operator to settle the technical issues of natural gas acceptance and delivery;  the pressure of natural gas means natural gas pressure measured under static conditions as the difference between the absolute static gas pressure and atmospheric pressure;  EIC-code - energy identification code of a natural gas market entity and/or commercial metering point, specified as per the rules of the European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), for the purposes of unification and unique identification of natural gas market entities and commercial metering points, located at gas infrastructure facilities, including for the purposes of participation in regional (international) gas markets and to ensure simplification of replacement procedures for natural gas suppliers and electronic data exchange between natural gas market entities.  Other terms used in this Code shall have the meaning prescribed in Commercial Code of Ukraine, the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market"  4. The gas storage facilities operator publishes this Code on its website. 2 Basic functions of gas storage facilities operator  1. The gas storage facilities operator carries out activities of natural gas storage (injection, withdrawal) under licence issued by The National Energy and Utilities Regulatory Commission of Ukraine (hereinafter – Regulator).   2. When carrying out activities of storage (injection, withdrawal) of natural gas the gas storage facilities operator provides the natural gas storage (injection, withdrawal) services to the customers by providing them with gas storage capacity on the basis of and under the conditions determined by the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement in accordance with the procedure prescribed by this Code.  3. The gas storage facilities operator shall ensure secure and reliable operation of storage facilities, the maintenance in proper technical condition and development (including new construction and renovation) of one or more gas storage facilities, which it uses on legal grounds.   1. When carrying out its activities the gas storage facilities operator shall adhere to the principles of proportionality, transparency and non-discrimination envisaged by the Law of Ukraine "On the Natural Gas Market" and other legislative acts. 2. The basic functions of the gas storage facilities operator include:   operational dispatch management of gas storage facility (facilities), subject to the requirements of technical and security standards;  efficiency of the gas storage facility functioning;  quality and physical / chemical parameters of natural gas stored in the gas storage facility (facilities) control during injection and withdrawal  metering of natural gas during its storage (injection, withdrawal);  cooperation with other subjects of the natural gas market in order to ensure proper conditions for the effective and reliable operation of gas storage facility (facilities)  the long-term ability of gas storage facility (facilities) to meet reasonable demand through investment planning and re-engineering of the facilities;  compliance with technical and security standards during storage (injection, withdrawal) of natural gas;   1. The following subjects of the natural gas market shall interact with the gas storage facilities operator:   gas transmission system operator;  customers. 3. Obligations of gas storage facilities operator 1.The gas storage facilities operator shall:  offer services із зберігання (закачування, відбору) природного газу in accordance with the provisions of this Code;  document the natural gas acceptance and delivery related to storage threof (injection, withdrawal);  implement the National Action Plan;  develop and submit for the Regulator’s approval on an annual basis before October 31st, publish on its web-site and implement the gas storage facilities development plan for the next 10 years, with due regard to the development plans for the gas transmission systems, gas distribution systems, and LNG facility;  take measures to ensure the security of supply of natural gas, including accident-free and uninterrupted operation of gas storage facility (facilities);  take measures to enhance rational use of energy resources and environmental protection in carrying out its economic activities;  provide mandatory information required by the legislation;  ensure the confidentiality of information obtained in the exercise of its economic activities; and publish on its website in a non-discriminatory way the information which shall incentivise the development of the natural gas market ;  provide information necessary for the operation of the gas transmission system in accordance with the procedure established by legislation;  coordinate the system of management and exchange of data necessary for secure operation of gas storage facility (facilities) with the gas transmission system operator;  take other measures necessary for secure and stable operation of gas storage facility (facilities) envisaged by the legislation;  purchase energy resources necessary to carry out its economic activities in a non-discriminatory and transparent way;  ensure the transfer of ownership of natural gas stored in the gas storage facilities in accordance with the procedure determined by this Code.  2. The gas storage facilities operator shall place the following information on its web-site:  the list of services, namely, the information on prices or tariffs, and other terms and conditions of providing such services;  the quantitative characteristics of capacity volumes of gas storage facility, the right to which use has been provided to the Customers in accordance with effective gas storage (injection, withdrawal) agreements and available capacity of the gas storage facility;  the amount of natural gas available in each gas storage facility, the volumes of injection and withdrawal, as well as the amount of available capacity of gas storage facility on a daily basis. 4. Services provided by gas storage facilities operator  1. The gas storage facilities operator provides natural gas storage (injection, withdrawal) services on the basis of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement, which standard form shall be approved by the Regulator.   The natural gas storage (injection, withdrawal) agreement shall be concluded in accordance with Section V of this Code.   1. On the basis of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement the gas storage facilities operator shall provide the following services to the customers:   annual capacity of the gas storage facility;  monthly capacity of the gas storage facility;  cusomised service.  3. Annual capacity of the gas storage facility is a service that is provided for a period of 1 year of storage. This service is also available for any four years following the year when the capacity allocation has been carried out. Natural gas injection and withdrawal capacity varies depending on the current amount of natural gas stored in gas storage facilities based on the injection and withdrawal curves specified in the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement.  Annual capacity of the gas storage facility envisages the provision of the working volume of the natural gas storage, which minimum amount is equal to 1 m3, as well as a guaranteed capacity of injection and withdrawal of natural gas (according to the injection and withdrawal curve) during the corresponding baseline season, and allows the customers to inject natural gas only during the baseline injection season and to withdraw it only during the baseline withdrawal season. The actual working volume of the natural gas storage may be less than the minimum volume, in such a case the payment for services shall be made for the minimum working volume of gas storage.  4. The monthly capacity of the gas storage facility is a service that is provided for a period of 1 month. This service is also available for any gas month of the current year, following the month in which capacity allocation has been carried out;  Monthly capacity of the gas storage facility envisages the provision of the working volume of the natural gas storage, which minimum amount is equal to 1m3, as well as injection and withdrawal capacity of natural gas (according to the injection and withdrawal curve). The monthly capacity of the gas storage facility allows the customers to inject and/or withdraw natural gas regardless of the baseline injection and withdrawal season. The guaranteed capacity of injection and withdrawal is provided to the customer depending on the baseline season in which the service is ordered. The actual working volume of the natural gas storage may be less than the minimum volume, in such a case the payment for services shall be made for the minimum working volume of gas storage.  5. Customised service is an additional service that allows the customer to order additional operative volume of natural gas storage and / or injection and/or withdrawal capacity for a month and/or for a day ahead through the submission of nomination/re-nomination, and is provided by the gas storage operator only to the customers that have a valid contract for natural gas storage (injection, withdrawal) and use the annual and/or monthly capacity of gas storage facility. The service is provided only on an intermittent basis and is subject to the availability of free injection and/or withdrawal capacity. The gas storage facilities operator shall determine the free operating volume, free injection and withdrawal capacity for a certain time period with due regard to the injection and withdrawal curve, and place on its website :  for a month – as of the 25th day of the previous month;  for the day-ahead – as of 4:00 pm of the previous day.  The intermittent capacity is provided in cases where it is necessary to increase the injection or withdrawal volume depending on the availability of free injection or withdrawal capacity which is calculated in accordance with the provisions of this Code. 5. Terms of interaction with gas storage facilities operator  1. The interaction between the gas storage facilities operator and gas transmission system operator shall be governed by the this Code, Gas Transmission System Code, approved by the Resolution of the National Energy and Utilities Regulatory Commission of 30th of September, 2015 N 2493 (hereinafter – the Gas Transportation System Code), the agreement on the implementation of the operational balance account and the technical agreement providing for, inter alia:   the principles of information exchange, which allow cooperation with the system of information exchange of the gas transmission system operator;  the setting of threshold limit values ​​of the minimum and maximum gas pressure;  the procedure for determining the amount of natural gas per day and the procedure for determining the physical and chemical parameters of natural gas;  the procedure for limiting (terminating) the injection/ withdrawal of natural gas in case of non-compliance of its physical and chemical parameters with those specified in Chapter 1 of Section III of this Code;  the procedure for inspection and verification (including the joint one) of commercial gas metering units;  the procedure for providing access to the telemetry and measurement and calculation data;  the procedure for obtaining the baseline information from the commercial (backup) metering unit;  the undertakings of the gas storage facilities operator with regard to transferring the forecasted volumes of injection and withdrawal of natural gas, according to the requirements specified in this Code;   * + - 1. the mechanism for coordinating the corresponding pairs of codes “supplier – recipient”;       2. the procedure for the provision of information required for the distribution of the planned volumes of transmission to customers of transmission services at the entry/exit points to/from the gas storage facilities;   the procedure of provision of nominations /re-nominations and a mechanism to verify their conformity to the amount of natural gas at the entry/exit points to/from gas transmission system from/ to gas storage facilities;  the procedure of distribution (allocation) of natural gas volumes transmitted between individual customers of transmission services whose agreements are performed at the entry/exit points to/from gas transmission system from/to gas storage facilities and also the procedure for transferring data on the distribution (allocation);  the procedure of schedules coordination and of repairs and modernisation works affecting the operating conditions of gas transmission system and gas storage facilities system;  the action procedure of the technical agreement parties in the event of disruptions in the operation of gas transmission system and gas storage facilities;  the procedure for notification of accidents, and the procedure of parties’ interaction in the event thereof pursuant to the Rules on Security of Gas Supply and the National Action Plan approved by the central executive body that ensures the formulation and implementation of state policy in the oil and gas complex;  contact details of dispatching services of gas storage facilities operator and gas storage facilities operator of the gas transmission system;  specific conditions relating to the use of reserved capacity of the gas storage facility by the gas transmission system operator;  the procedure for the exchange of information on planned investments that affect the operating conditions of gas transmission system and gas storage facility;  the dispute settlement procedure.  In the events when one economic entity is simultaneously the gas transmission system operator and the gas storage facilities operator the contracts specified in this clause shall not be concluded.   1. The gas transmission system operator shall cooperate with the gas storage facilities operator on an ongoing basis to ensure the routine and scheduled operating mode of the gas transmission system and gas storage facilities, and the quality and quantity of natural gas that is injected and withdrawn.   The operating mode of gas storage facilities for the baseline injection/withdrawal period is developed by the gas storage facilities operator and agreed on with the gas transmission system operator 30 days prior to the beginning/ending of the baseline injection period.  The orders of the gas transmission system operator within the agreed operating modes of gas storage facilities during the injection and withdrawal are binding for the gas storage facilities operator.  It is allowed to exceed the agreed modes of injection and withdrawal of natural gas within the design parameters. All changes in the operating mode of gas storage facility shall be agreed upon by the gas storage facilities operator with the gas transmission system operator in due course.   1. The gas transmission system operator may reserve a part of the capacity of gas storage facilities which are necessary to carry out its duties of balancing the system. Prior to the 1st of February of the current year, the gas transmission system operator shall provide to the gas storage facilities operator the application for gas storage capacity (operating volume of natural gas storage, injection and withdrawal capacity) for the next gas year.   Without the consent of the gas transmission system operator, any other entities are prohibited from accessing to the gas storage capacity reserved by the gas transmission system operator.  To ensure the safety of the operation and integrity of the gas transmission system, including the balancing of the gas transmission system, the gas transmission system operator shall manage the natural gas flows injected to and withdrawn from the gas storage facilities under his management.    Payment for the booked amount of available capacity of gas storage facilities shall be carried out according to the terms of natural gas storage (injection, withdrawal) agreement in accordance with the storage (injection, withdrawal) tariff rates and current legal requirements.  4. The gas transmission system operator shall send the information about the customer of transmission services having a positive imbalance, along with the imbalance volume, to the gas storage facilities operator, and the gas storage facilities operator shall inject the natural gas (including by replacement) in the amount of the imbalance and formalise it unilaterally. If the customer of transmission services fails to have a valid natural gas storage contract of, such customer shall conclude the contract with the gas storage facilities operator before the 14th day of the following month, which shall cover the legal relations between the parties arising from the date of injection of natural gas. II. SPECIFICATION OF GAS STORAGE FACILITIES, DETERMINING THE ENTRY AND EXIT POINTS **1.** **Specification of gas storage facilities**   1. The underground gas storage facility is an engineering and technological complex that within its property boundaries is comprised of:   geological structure with the reservoir bed;  artificial gas deposit in the reservoir bed, which consists of the volumes of cushion gas and active gas;  control horizons;  operating well stock;  gas gathering system (wells pipelines and gas gathering line headers);  gas gathering station;  technological pipelines and the pipelines connecting gas storage facilities to the gas transmission system;  boosting compressor stations;  gas distribution stations;  gas treatment facilities;  cathodic protection facilities;  lines and structures of engineering communications and telemetry control systems;  power transmission lines and power supply equipment for electricity-generating equipment of gas storage facilities, telemetry control and cathodic protection systems;  natural gas measurement and quality control points;  gas pressure reduction points;  fire-fighting means, erosion control and protective structures of gas storage facilities;  buildings and structures of gas storage facilities;  facilities of reservoir water, waste water, and industrial water disposal;  other facilities envisaged by the design of gas storage facilities.   1. All existing gas storage facilities used by gas storage facilities operator on legal grounds shall be deemed as a single undivided integral object, which simultaneously provides storage of the customer’s natural gas and is subject to terms and conditions of natural gas storage (injection, withdrawal) agreements. 2. Gas storage facilities are technologically connected with the gas transmission system and are intended to compensate for seasonal fluctuations in natural gas consumption, the creation of strategic, operational and other reserves of gas to ensure the security of its supply to domestic and foreign customers during the winter period, both on a scheduled basis and in the event of short-term shortage of natural gas, or other emergencies. 3. Gas storage facilities shall be operated according to the engineering design and the regulation for the monitoring of operation and air-tightness of the UGSF developed by the gas storage facilities on the basis of the engineering design, and technological modes of injecting (withdrawal) of natural gas in compliance with the existing regulatory legal acts and other normative documents. 4. The withdrawal of the maximum volume of the operating (active) gas is limited by the design value of the cushion gas volume and the amount of the minimum layer pressure. 5. The gas storage facility is operated solely within the design parameters.  2. Determining the entry and exit points to/from gas storage facilities  1. Entry points:   entry points physically located at the connections to the gas storage facility;  virtual entry points with uncertain physical location to the gas transmission system from the gas storage facility or from the group of gas storage facilities that combine all entry points physically located at the connections to the gas storage facility.   1. Exit points:   exit points physically located at the connections from the gas transmission system to the gas storage facility;  virtual exit points with uncertain physical location from the gas transmission system to the gas storage facility or to the group of gas storage facilities that combine all exit points physically located at the connections to the gas storage facility.   1. the gas storage facilities operator shall publish a list of all entry and exit points, including the virtual ones, on its website.  ІІІ. QUALITY STANDARDS, PHYSICAL AND CHEMICAL PARAMETERS AND OTHER CHARACTERISTICS OF NATURAL GAS, METERING RULES AND DOCUMENTING OF ACCEPTANCE AND DELIVERY OF NATURAL GAS1. Quality standards, physical and chemical parameters and other characteristics of natural gas which is allowed for injecting / withdrawal to/from gas storage facilities  1. Responsible for gas quality are:   gas transmission system operator - at the exit points physically located at the connections from the gas transmission system to the gas storage facility;  gas storage facilities operator - at the entry points physically located at the connections from the gas storage facility to the gas transmission system.   1. Physical and chemical parameters and other characteristics (PCP) of natural gas shall be determined by the gas transmission system operator/ gas storage facilities operator within the time period determined by this Chapter at the entry/exit points physically located at the connections to/from gas storage facilities. 2. PCP of natural gas at the entry/exit points physically located at the connections to/from gas storage facilities shall be determined by gas storage facilities operator at the GCMS (DMS) belonging to the gas storage facilities operator on the terms and conditions defined by this Code and agreed with the gas transmission system operator in the technical agreement, using the automatic on-line instruments (automatic chromatographs and moisture monitors) and measuring chemical analytical laboratories. 3. The places of determination of PCP (places of sampling) of natural gas and the frequency of measurements with the use of measuring chemical analytical laboratories shall be coordinated by the gas storage facilities operator with the gas transmission system operator by means of a separate document. 4. The entry/exit points physically located at the connections to/from gas storage facilities shall be equipped with devices that continuously monitor the compositional analysis, calorific values and dew point temperature by the natural gas humidity (particularly, by means of automatic chromatographs and moisture monitors) with the possibility of its remote monitoring and data transmission to the units of the gas transmission system operator. 5. In the event of failure of the automatic on-line instruments it shall be allowed to use chemical analytical laboratories to determine the calorific value, gas composition and the dew point temperature by gas humidity, subject to the agreement with the gas transmission system operator and for the troubleshooting period. 6. The frequency of determining gas composition, calorific value and the dew point temperature by gas humidity measurement by using chemical analytical laboratories should be not less than once a week. 7. Only those measuring chemical analytical laboratories that have passed the technical competence evaluation procedure in accordance with the procedure established by the legislation shall be allowed to determine the natural gas PCP. 8. The following values of PCP are determined for the physically located entry/exit points:   composition;  gross and net calorific values;  gas density;  the content of hydrogen sulphide and mercaptan sulphur;  the content of mechanical impurities;  the wobbe index;  dew point temperature by gas humidity;  dew point temperature by hydrocarbons.   1. The determination of PCP of natural gas is carried out in accordance with existing regulations. Gas sampling should be conducted in accordance with the procedure established by the the current normative acts. The authorised representatives of the adjacent systems operator may be present during the sampling of gas and / or during its analysis conducted to determine PCP.   Natural gas that is injected / withdrawn to / from gas storage facilities shall meet the requirements determined by the Gas Transmission System Code.   1. The gas storage facilities operator shall not have the right to accept natural gas for storage in cases of non-compliance of PCP of gas at entry points with the requirements of clause 10 of this Chapter. 2. The values of PCP of natural gas fed to/ from gas storage facilities shall be determined:   as the arithmetic average of the measurements every hour or every twenty-four hours for PCPdetermined by the on-line instruments, and  based on the last measurement conducted by measuring chemical-analytical laboratory for PCP determined by measuring chemical-analytical laboratory.   1. The results of the determination of PCP of gas shall be published on the website of the of gas storage facilities operator. 2. Gas storage facilities operator shall provide the gas transmission system operator the operative data on PCP of natural gas by all the agreed points of its determination which shall contain the following numerical values:   gas density;  nitrogen content;  carbon dioxide content;  dew point temperature by gas humidity;  dew point temperature by hydrocarbons;  the Wobbe index; and  calorific value. 2. Natural gas metering procedure  1. Acceptance and delivery of natural gas at the entry and exit points of the gas storage facility shall be performed only if a GCMS (DMS) is available. 2. Commercial metering of natural gas is performed on a GCMS (DMS). 3. GCMS (DMS) at the entry/exit point to the gas storage facilities shall be located at the connection point which shall coincide with the boundary of balance sheet attribution between the gas storage facilities operator and gas transmission system operator. 4. If GCMS (DMS) at the entry/exit point are located before/after the boundary of balance sheet attribution, the amount of transmitted gas shall be reduced/increased by the calculated value of production and operating costs at the section between the GCMS (DMS)) and the boundary of balance sheet attribution between the gas storage facililites operator and the gas transmission system operator. 5. Requirements for the components of the natural gas metering units, the rules of operation of metering devices, the measuring procedure of natural gas volumes and its quality shall be determined by technical regulations and norms, rules and standards established and approved by the central executive body that ensures the formulation and implementation of state policy in the oil and gas complex. 6. The special features of natural gas metering at the entry/exit points between the gas storage facilities operator and the gas transmission system operator shall be regulated by this Code, the Gas Transmission System Code, and technical agreement concluded between these entities. 7. Description of the measuring systems at the entry and exit points and the methodology for determination of the amount of natural gas are set forth in the technical agreement and shall include:   the establishment of maximum allowed values of the minimum and maximum gas pressure;  the procedure for determining the volume and PCP of gas;  the procedure for verification (including a joint one) of GCMSs (DMSs);  the procedure for interaction between the parties of the technical agreement in case of emergencies;  the procedure for obtaining information from the (backup) GCMS (DMS).  The technical agreement shall contain the list of GCMS (DMS). An act of boundary of the balance sheet attirbution for gas facilities and of operational responsibility of the parties shall be made for each GCMS.   1. For the entry and exit points shall be determined:   the volume of natural gas per hour,  the volume of natural gas per twenty-four-hours,  the volume of natural gas per month,  the gas PCP; and  the gas pressure.   1. The volume of natural gas per hour in energy units (MJ/m3, kW.h/m3), which is transmitted at the entry point and withdrawn at the exit point is defined as the product of the natural gas volume measured at the corresponding entry or exit point, and the calorific value determined for such an entry point or exit point. 2. The volume of natural gas per twenty-four-hours is defined as the sum of the hourly volumes of natural gas. 3. The volume of natural gas per month is defined as the sum of daily volumes of natural gas. 4. When using an on-line chromatograph, the hourly calorific value is the arithmetic average of the measurements conducted per hour with an accuracy of chromatograph readings.   The daily calorific value is the weighted average of hourly calorific values.  The monthly calorific value is the weighted average of daily calorific values.   1. If the calorific value is determined using chemical analytical laboratory, the monthly calorific value is the arithmetic average of each measurement of calorific values conducted over the month. 2. The calorific value is expressed in kW•h/m3 with the accuracy of up to three decimal places. The unit of measurement of the calculated hourly value shall be converted from MJ/m3 into kW•h/m3 by dividing by a factor of 3.6. 3. The requirements for technical solutions applied in the construction, reconstruction and capital repair of GCMSs (DMSs) shall be defined in the specifications issued by the gas transmission system operator. 4. When commissioning the new or reconstructed GCMS (DMS), the owner thereof shall notify the adjacent system operator about carrying out verification of readiness for commercial commissioning of the GCMS (DMS) and executing a respective bilateral act. The commissioning of GCMS (DMS) shall be performed in the presence of the engineering and technical personnel of the owner of GCMS (DMS) not later than within five working days from the date of notification to the operator of the adjacent system. 5. If, within 5 working days of receipt of a written notification, the representative of the operator of the adjacent system has failed to appear at the commissioning of the commercial GCMS (DMS), the owner of the commercial GCMS (DMS) may draw up an act of commissioning a commercial GCMS (DMS) on a unilateral basis, making a comment in the act that a representative of the adjacent system has failed to appear for the commissioning of the commercial GCMS (DMS). 6. If the commercial GCMS (DMS) complies with the requirements of the technical regulations and norms, rules and standards, which is evidenced by the authorised organisations the an adjacent system operator may not deny the owner of a commercial GCMS (DMS) to sign of the act of commissioning a commercial GCMS (DMS). 7. The owner of a commercial GCMS (DMS) ensures its uninterrupted and reliable operation, and takes immediate actions to recover the functioning of the GCMS (DMS) and subsequently notifies the adjacent system operator through the dispatch communication channels. Overhauls, current repairs and technical maintenance of GCMS (DMS) that require an intervention in the operation of measurement systems, shall be performed by its owner who drawing up a bilateral protocol (act) on completion of such works shall inform the operator of the adjacent system in writing about such works without the prior coordination of technical solutions. 8. The gas market entity that has commercial or backup GCMSs (DMSs) on its balance shall ensure their proper technical condition and the timely introduction of gas PCP information in gas calculators/correctors. 9. In the commercial GCMS (DMS) the measurement of gas volume shall be performed using electronic gas volume calculators/correctors. Calculators/ correctors’ software and the results of measuring of gas volumes shall be protected from unauthorised interference. 10. The procedure for conducting joint inspections of commercial GCMS (DMS), the procedure for interaction between the operators of the adjacent systems in the event of emergency situations, the dispute resolution procedure regarding the determination of natural gas volume and PCP shall be determined in accordance with the requirements of the Code. 11. To improve the reliability of measurements of the gas volume by means of commercial GCMS (DMS) the adjacent system operator shall have the right to install the backup automatic calculators/correctors and/or to construct the backup GCMS (DMS) outside the property boundaries of the owner of commercial GCMS (DMS). 12. The installation of backup calculators/ correctors or gas metering units shall be performed in accordance with the terms of reference and working design approved by the owner of commercial GCMS (DMS). The design of a backup GCMS (DMS) shall describe the gas flows, property boundaries, the location of measuring devices, gas consuming or gas regulating equipment, their sequence, switching connections. Installation of the backup calculators/ correctors or gas metering units should not affect the operation of a commercial GCMS. 13. Commissioning of the backup calculators/correctors or the backup GCMSs (DMSs) shall be documented by a bilateral act. In the case of installation of the backup calculators/correctors or the backup GCMSs (DMSs), the parties shall have equal rights to obtain initial information and to access the backup measuring systems.  3. The procedure for inspections, verifications, and examinations of gas metering units  1. The adjacent system operator may control the correct operation of commercial GCMS (DMS), conduct its check and/or technical inspection, verification (calibration) of the systems in the presense of engineering and technical personnel of the GCMSs(DMSs) according to the annual schedules approved by the adjacent system operators. 2. If an extraordinary check inspection and/or technical inspection, verification (calibration) of commercial GCMS(DMS) is needed, the operator of the adjacent system shall inform the owner of the GCMS(DMS) thereof in writing. The inspection is performed in the presence of the engineering and technical personnel of the owner of GCMS(DMS) not later than 5 days after the receipt of the written notice.      1. In the case of deficiencies that affect the accuracy of determining the quantity and quality of gas, the representative(s) of the adjacent system operator that performs/perform the inspection shall make records in the logbook and draws(draw) up a bilateral act together with the owner of the GCMS(DMS). 2. If, within the agreed timeframes determined by the annual schedules of the check inspections and/or technical inspection, verifications (calibrations), the representative(s) of the adjacent system operator has(have) failed to appear at the GCMS(DMS) to participate in an inspection of the GCMS(DMS) or in a verification (calibration) of the measuring equipment (MET), then the owner of the commercial GCMS(DMS), may unilaterally remove the seal from the metering system, ensure the inspection, verification (calibration), and draw up a protocol of verification (calibration), making a comment in the protocol that the representative of the adjacent system operator failed to appear for the inspection, verification (calibration). 3. In the event of emergency situations (the failure of the measuring transducer, the calculator, the power supply system and spark protection system) the owner of a commercial GCMS(DMS) shall urgently take measures to ensure the normal operation of the commercial GMU (DMP), and shall notify the adjacent system operator thereof through the dispatch communication channels and may unilaterally carry out restoration works (verification, setup, maintenance of ME and devices) having previously removed the seals from the metering system.      1. The operators of adjacent systems shall agree upon the schedule of periodic inspection of the conditions of determination of PCP of natural gas in the places of determination of PCP. 2. If an extraordinary inspection of the conditions of determination of PCP of natural gas is needed, the operator of the adjacent system notifies the owner of the GCMS(DMS) thereof in writing, specifying the place where the control sampling of gas shall be taken and its time. The inspection shall be performed in the presence of the engineering and technical personnel of the owner of the GCMS(DMS) not later than 5 days after the receipt of the written notice.   **4. Natural gas metering procedure in the event of failure or decommissioning of the commercial GMU (DMP)**   1. Commercial GCMS(DMS) can be temporarily decommissioned for the time of inspection, verification (calibration), inspection, overhaul and current repairs, emergency response or maintenance.      1. When GCMS(DMS) are decommissioned, the amount of the gas supplied during the reporting period shall be determined by the readings of backup calculators/correctors or the backup DMS s (if commissioned), and in their absence - in accordance with clauses 4-6 of this Chapter. 2. In the event of damage to the seals on a GCMS(DMS), the operator of the adjacent system operator may require the determination of gas quantity for the current month based on the readings of the backup GCMS(DMS), and in its absence - in accordance with clauses 4-6 of this Chapter. 3. If the measurements have not been carried out for a period not exceeding 3 hours, the amount of gas shall be determined on the basis of the average hourly data three hours before the decommissioning and three hours following the restoration of the normal mode of operation subject to gas transmission. 4. If the measurements have not been carried out for up to three days, the amount of gas shall be determined by the average hourly data of the previous three days. 5. If the measurements have not been carried out for more than three days, the amount of gas shall be determined by the data of the previous three similar periods or by an agreement of the operators of adjacent systems, on the basis of a single methodology agreed by the operators of adjacent systems.  5. The procedure for resolving disputes regarding the volume and PCP of the received/ transmitted gas  1. Disputes (disagreements) arising during the implementation of natural gas metering, including the determination of the daily and monthly volume and PCP of natural gas, shall be resolved through negotiations. 2. The Party that does not agree with the determined daily or monthly volume and PCP of the delivered natural gas, shall so notify the other party within five days from the date of execution of the act or other document confirming the value of volume and PCP of the delivered (accepted) gas. 3. If any disputes arise between the parties with regard to the results of measurements of gas volume gas or technical, including the metrological, characteristics of measuring equipment, the operators of the adjacent systems may request an expert verification of the measuring equipment. If the results of verification are negative, the owner of such devices shall be responsible for payment for expert verification, and if the verification results are positive, the payment shall be made by the party that requested the expert verification. 4. In case of failure to reach an agreement (including on the basis of the results of an expert verification) by means of negotiations, the disputes shall be referred to the court to be resolved according to the procedure established by the legislation. 5. Until the disputes are resolved and the court decision is made, the amount of delivered (accepted) gas shall be determined in accordance with the results of measurements by means of GCMS(DMS).  6. The system of data collection and transfer. 1. The gas storage facilities operator and the gas transmission system operator shall shall determine the frequency and conditions of access to telemetry data from telemetry systems by entering into technical agreements.  2.If certain entry/exit point is not equipped with a telemetry system, or if there is a failure in the telemetry system, than the necessary data shall be transferred in the manner set out in the technical agreements.  3. The gas transmission system operator shall determine to the gas storage facilities operator the requirements to the installation of telemetry systems and to the access to the telemetry data when connecting to the gas transmission system under the corresponding technical conditions for connection.  4.The gas storage facilities operator may install own telemetry devices at the entry/exit points that are used to transfer measurement data thereto.  5. The gas storage facilities operator and the gas transmission system operator shall independently pay their own costs associated with transfer of telemetry data to their services.    6. In the event of an accident in the telemetry system, the operator of the adjacent system that operates the telemetry devices shall be obliged to inform the other party about the accident not later than the next working day, unless another term is established in the technical agreement.,  7. The owner of the GCMS(DMS) provides the adjacent systems operator with the daily information on the amount and volume of gas transferred through the GCMS(DMS) and once a month provides information electronically contained in hourly printouts (gas volume and, the nature and duration of emergency situations and interventions).  8. Under the accord specified in technical agreement The gas storage facilities operator may provide information on the amount and volume of gas at the entry/exit points by publishing it on its web-site. Otherwise the party that delivers/ accepts gas at an entry/exit point shall have the right to obtain continuous information electronically in accordance with the developed design of the data transfer system (equipment and communication lines), agreed with the owner of the commercial gas metering unit. Based on the agreed design the party that receives gas shall purchase, install and set up the data transfer system at its own cost. The information shall be transferred from a Personal electronic computing machine of the gas storage facilities operator to which such information is transferred from calculators and correctors. The parties shall sign a data protection agreement. 7. Documenting the reception and transmission of natural gas  1. The acceptance and delivery of natural gas between the operators of the adjacent system is documented by acts of acceptance and delivery signed by representatives of these parties not later than the 5th day of the month following the reporting month. 2. The differences in terms of the amount of delivered (accepted) gas shall be regulated in accordance with the provisions of Chapter 5 of this Code. Before a final court judgment, the amount of delivered (accepter) gas shall be determined according to the results of measurements of GCMS(DMS).   3. Before the 7th day of the month following the reporting month the customer shall draw up an act of natural gas injection/withdrawal from/to natural gas storage facilities which shall contain the volume of natural gas of the customer injected or withdrawn to/from gas storage facilities during the reporting month.  If the customer does not fulfil the specified condition before the 8th day of the month following the reporting month the gas storage facilities operator shall draw up the act of injection/withdrawal of the customer’s gas to/from gas storage facilities unilaterally in the amounts of nominations confirmed by the gas storage facilities operator. The customer is obliged to make payment to the gas storage facilities operator for injection/withdrawal of natural gas to/from gas storage facilities under the terms and conditions of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement.  At the same time, before the 12th day of the month following the reporting month, the customer may draw up an additional act of injecting/withdrawal of the customer’s natural gas to/from the gas storage facilities for the amount of the monthly imbalance or its remaining stock, and the relevant nominations and allocations shall be agreed upon by the gas storage facilities operator with the gas transmission system operator.  If the customer of transmission services has a positive imbalance after the 12th day following the reporting month, and on the condition that the gas transmission system operator informed (including the volume of the positive imbalance) the gas storage facilities operator, the gas storage facilities operator, the latter shall inject the natural gas (including by means of replacement) in the amount of imbalance and documents it unilaterally. If the customer of transmission services fails to have a valid natural gas storage contract, such customer of transmission services is obliged to conclude the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement with the gas storage facilities operator and make appropriate payments before the 14th day of the month following the reporting month.  In the case of non-payment or late payment by the customer within the timelines outlined in the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement for the actual services of injection, storing, or withdrawal of natural gas, the gas storage facilities operator shall refuse to accept the customer’s nominations until the customer’s obligations are fulfilled and shall inform the gas transmission system operator thereof.   1. In case of alienation by the customer of natural gas stored in gas storage facilities, the customer makes the act of natural gas acceptance and delivery and within 3 working days from the date of drawing up this act approves it with the gas storage facilities operator. 2. If on the date of expiry of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement, an unused portion (the remaining stock) of the customer’s volume of natural gas remains in the gas storage facilities, the customer is obliged, within twenty days after the expiry of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement, to conclude another natural gas storage (injection, withdrawal) agreement with the gas storage facilities operator for the amount of gas not less than the amount of the remaining gas, which has remained in storage facilities at the date of storage expiry, as defined in the contract.the remaining natural gas which is stored in gas storage facilities and within five working days after the conclusion of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement draw up an act regarding the amount of the natural gas remaining in gas storage facilities at the date of commencement of storage with the gas storage operator, as defined in the agreement.   In case of violation of the requirements of this clause, the gas storage facilities operator shall issue an invoice to the owner of natural gas for the services of natural gas storage (injection, withdrawal) according to the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement exercising the right of the gas storage facilities operator to put on hold the volumes of natural gas until the natural gas storage services are paid in full. ІV. TERMS OF RELIABLE AND SAFE OPERATION OF GAS STORAGE FACILITIES, THE RULES OF TECHNICAL OPERATION OF GAS STORAGE FACILITIES, PLANNING OF THE OPERATIONAL AND TECHNOLOGICAL MANAGEMENT AND DEVELOPMENT OF GAS STORAGE FACILITIES1. Terms of reliable and secure operation of gas storage facilities, basic rules of technical operation of gas storage facilities  1. The Underground storage facility operator ensures secure and reliable operation, proper maintenance and development, including new construction, reconstruction of gas underground storage facilities to meet projected demand by subjects of the natural gas market in services of storage (injection, withdrawal) of natural gas, including development of the natural gas market. 2. Gas storage facilities are operated by the gas storage facilities operator in line with the requirements of the current legislation, regulatory acts on designing, construction, repair and secure operation, technical norms and security standards. 3. For secure and reliable operation of the gas storage facilities the gas storage facilities operator shall ensure :   compliance with requirements of regulatory documents on operation, namely: technological designs of storage facility establishment and operation, regulation on monitoring and operation of layer systems of storage facility, regulation on operation of UGS technological equipment, technical norms and safety standards, rules of technical operation of gas storage facility;  preventive measures for no-failure operation of gas storage facilities, namely: a set of maintenance, current repair or overhaul works carried out following the technical examination of the gas storage production facilities; carrying out of measures to ensure storage (injection, withdrawal) of natural gas over the periods of a very high consumption according to the Rules of Natural Gas Security of Supply and National Action Plan;  monitoring of adherence to natural gas PCP at the points of gas transfer from the gas storage facility to the gas transmission system and maintains permissible natural gas PCP limits of physical and chemical parameters in line with the requirements of the Gas Transmission System Code;  limiting of natural gas injection and/or withdrawal in cases specified by the legislation;  development and implementation of plans on emergency localisation and management (ELMP);  action plans preparation and coordination according to the concluded technical agreements with the gas transmission system operator in cases of gas supply disruptions taking into account the provisions of the Rules of Security Natural Gas Supply, and the National Action Plan;  maintenance of the technical condition of the equipment, units, structures in compliance with the technical norms and security standards, rules of technical operation of gas storage facilities approved by the central executive body in charge of formulation and implementation of the national policy in the oil and gas complex, regularly supervise the operation and in cases of emergencies immediately commence measures aimed at emergency management;  technical evaluation of the gas storage facility following which it shall prepare investment plans and gas storage repair plans;  development and implementation regulatory and technical documents on technical operation of the gas storage facility in compliance with the legislation and regulatory acts.   1. Designing and construction (new construction, reconstruction, overhaul, technical re-equipment) of gas storage facilities are carried out in line with the legislation on urban development, Technical norms and security standards and effective regulatory acts in the area of industrial security. 2. Measures indicated in the gas storage facility development plan are financed using the funds, foreseen in the tariffs for storage (injection, withdrawal) of natural gas, bank loans, funds from other sources allowed by the legislation.  2. Planning of works causing changes in the operating conditions of gas storage facilities  1. In order to ensure secure and reliable operation of gas storage facilities, the gas storage facilities operator ensures the fulfilment of works foreseen in the regulations on monitoring of operation of layer systems of the gas storage facilities, on monitoring the operation of technological equipment of the gas storage facility and other regulatory and technical documents. 2. The gas storage facilities operator plans and continually performs the required operational, diagnostic, repair works, and also works associated with modernisation and technical re-equipment of the gas storage facility. 3. The gas storage facilities operator schedules the repair works or regular maintenance works in the period from 1 May to 31 October, if these measures may hinder the activities of natural gas withdrawal, and in the period from 1 November to 30 April, if these measures may hinder the activities of injecting natural gas. 4. The gas storage facilities operator shall, based on the conditions specified in technical agreements, coordinate with the gas transmission system operator the scope and timeline of works planned.   The adjustment of the scope and timeline of works through coordination between the gas storage facilities operator and gas transmission system operator shall be made not later than twenty one calendar days prior its commencement, the gas storage operator shall inform the concerned customer and the gas transmission system operator of the adjustment. In justified cases, the gas storage facilities operator upon agreement with the gas transmission system operator may introduce adjustments of the scope of works during the calendar year.   1. The gas storage facilities operator shall have the right to terminate or decrease the nominations and re-nominations for the period (hours, days) of the repair works and regular maintenance of the gas storage facility (facilities), of which it shall concurrently inform the customer. 2. The gas storage facilities operator is obliged to conduct regular repairs and planned technical maintenance of the gas storage facility (facilities) most efficiently and to minimize negative impact on the customer’s rights. 3. By 1 November the gas storage facilities operator publishes on its website information on time, location of the repair works planned in the following calendar year, that may pose changes in the operating conditions of the gas storage facility, leading to limiting of the storage (injection, withdrawal) of natural gas and specifies the expected period of these limitations.  3. Informing the customer services about the changes in the operating conditions of gas storage facilities  1. The gas storage facilities operator informs the customer whom the introduced limitations concern, about the timeline, scope of limitations not later than 21 day prior to the commencement of works planned via a written notification with a receipt notification and/or by e-mail. 2. The customer shall account for limitations specified in clause 1 in nominations/re-nominations. 3. The regular capacity payment for the period of suspension or limitation of service provision due to the works by the gas storage facilities operator shall be reduced correspondingly for the period of limitations.  4. Planning of gas storage facilities development  1. The development of gas storage facilities shall be carried out subject to current and future needs of Ukraine in natural gas, for reliable and failure-free gas supplies to consumers, establishment of natural gas reserves for emergencies as well as demand for storage services (injection, withdrawal). 2. Every year by 31 October the gas storage facilities operator develops and submits to the Regulator for approval the gas storage facility development plan for next 10 years which is prepared based on the data on the actual and projected demand and supply for the services of gas storage (injection, withdrawal) of natural gas. The gas storage facility development plan for the next 10 years shall ensure the compliance of gas storage facilities with the natural gas market needs and security of natural gas supplies. 3. When preparing a gas storage facility development plan for next 10 years the gas storage facilities operator shall consider possible changes in the volumes of natural gas storage (including volumes of cross- border natural gas trade) and gas storage facility development plans of the neighbouring states. 4. The 10-year gas storage facility development plan shall determine:   the list of basic facilities associated with natural gas storage services (injection, withdrawal), which construction and reconstruction is expedient to conduct within the next 10 years;  the list of approved investment projects regardless of financing sources as well as the list of investments which are reasonable to be made within next 3 years;  foreseen timelines/dates of implementation of investment projects.   1. Ten-year network development plan consists of:   Investment program for the first planned year of the ten-year network development plan, indicating measures financed through confirmed investments;  Planned measures for the second and third years of the ten-year network development plan, financed through confirmed and new investments;  Planned measures for the fourth through tenth years of the ten-year network development plan, indicating investments needed for their implementation.   1. Along with development of the investment program for the first planned year, which is a composite part of the ten-year network development plan, and repair plans, technical maintenance and technical diagnostics, the gas storage facilities operator shall take into account:   the requirements for secure operation of the gas storage facility and provision of uninterrupted natural gas storage services (injection, withdrawal);  the need to bringing the gas storage facility in compliance with the mandatory norms and technical requirements;  the actual technical conditions of facilities and components of the gas storage facilities;  the reduction of operational costs;  the increase, where necessary, of technical capacity of the gas storage facility.   1. In order to conduct planning, the gas storage facilities operator cooperates with the gas transmission system operator, as well as with customers.  V. PROCEDURE FOR THE CONCLUSION OF NATURAL GAS STORAGE (injection, withdrawal) agreement1. Procedure for the conclusion of natural gas storage (injection, withdrawal) agreement  1. Access to storage services (injection, withdrawal) of natural gas shall be done on the basis of a gas storage (injection, withdrawal) agreement. The gas storage facilities operator may not refuse a conclusion of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement provided that the customer complies with the requirements of its conclusion, set forth by the Code. 2. In order to conclude a natural gas storage (injection, withdrawal) agreement, the customer shall submit to the gas storage facilities operator the following documents:   an application for concluding the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement, which template is recommended by the gas storage facilities operator, is public information, and shall be published on its website.  EIC-code of the subject of the natural gas market of Ukraine;  if the customer is not a Ukrainian resident, an additional document shall be submitted to confirm the registration as an economic entity in the country of registration.  documents confirming the authority of the persons acting on behalf of the customer.   1. If the documents specified in clause 2 of this Chapter, are prepared in a foreign language, a certified translation thereof into Ukrainian shall also be submitted. 2. In order to conclude a natural gas storage (injection, withdrawal) agreement the gas storage facilities operator may not demand documents and/or information not provided in clause 2 of this Chapter. 3. The gas storage facilities operator examines the application for conclusion of a natural gas storage (injection, withdrawal) agreement and accompanying documents within 10 days from the date of their registration. In case of non-complete submission of the application and the accompanying documents, according to the list specified in clause 2 of this Chapter, the gas storage facilities operator shall within 5 working days following the application’s registration refer to the customer with a written request to clarify the completeness of the application. The deadline for examination of the application for conclusion of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement shall be put on hold for the period of full completion of the document submission by the customer. 4. The gas storage facilities operator does not examine the application if the response to the written request of the gas storage facilities operator regarding the data clarification has not arrived within a 10-day period, the gas storage facilities operator notifies the applicant in writing of the refusal and the reasons for refusal. 5. If the documents submitted by the applicant comply with the requirements of clause 2 of this Chapter, the gas storage facilities operator shall within 10 days from the application’s registration send the applicant a draft natural gas storage (injection, withdrawal) agreement. 6. If within twenty days from the date of receipt of the draft natural gas storage (injection, withdrawal) agreement by the applicant it fails to return a signed natural gas storage (injection, withdrawal) agreement to the gas storage facilities operator and where there is no deadline for its signing extension agreed by the parties, the gas storage facilities operator shall have the right not to examine the application for conclusion of the contract and consider this contract as not concluded, notifying the applicant therof in written. 7. Based on the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement or in parallel with an application for the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement, the applicant may to apply for capacity allocation. In case of simultaneous submission of the application for conclusion of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement and an application for capacity allocation, the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement shall be concluded only when the capacity allocation is agreed by the Parties. 8. The capacity allocation is formalised in written and is an annex to the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement. 9. The natural gas storage (injection, withdrawal) agreement and annexes shall be made in Ukrainian. Upon a request by the customer, the gas storage facilities operator shall provide the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement both in Ukrainian and English languages.  2. Financial security  1. Financial security is provided to the gas storage facilities operator not later than five working days prior to the commencement of rendering the natural gas storage (injection, withdrawal) services. 2. The size of financial security to the customer shall not be less than a price of monthly gas storage (injection, withdrawal) services determined on the basis of the agreed capacity allocation and storage (injection, withdrawal) tariff, and in case of contractual access based on the agreed capacity allocation and cost of natural gas storage (injection, withdrawal) services set upon the consent of the parties 3. Financial security shall be provided as advanced payment for the services according to the terms of the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement in the amount of monthly financial obligations, as determined in this agreement. 4. If financial security is not provided within the period determined in clause 1 of this Chapter, the gas storage facilities operator shall temporarily (before provision of the respective financial security) terminate the provision of the services for which the customer has failed to provide financial security, and in case of failure to provide financial security within next 14 days following the termination of the service provision, the operator may offer the capacity to other customers by placing an official announcement on the operator’s website.   The capacity allocation shall be carried out according to the procedure determined in this Code. When allocating the capacity, the gas storage facilities operator annuls the capacity allocation formalised for the previous customer. The period of the temporary limitation of the service provision shall be paid by the customer as fixed payments, provided by the natural gas storage (injection, withdrawal) agreement. VI. CAPACITY ALLOCATION1. General conditions  1. The gas storage facilities operator provides access to the storage capacity on the basis of a Natural Gas Storage (Injection, Withdrawal) Agreement, a standard form of which is approved by a decree of the Energy and Utilities National Regulatory Commission of 30 September 2015 №2499. 2. The gas storage capacity includes a combination of the volume of working volume of gas storage, injection and withdrawal capacity. 3. The gas storage facilities operator places on its website on a daily basis information   about the allocated and available gas storage capacity. This information is published quantitatively subject to the requirements for the minimum capacity volume that may be ordered, and in terms of guaranteed and intermittent capacity. At the same time, an offer of guaranteed capacity shall not limit the offered intermittent capacity.  about the data of the new gas storage facility offer.   1. The gas storage facilities operator calculates vacant working volume of the gas storage facility for a certain period subject to the current status of filling of the gas storage facilities and terms of use of the gas storage facility specified by the current agreements with the customers, and publishes it on its website. 2. The gas storage facilities operator calculates the maximum guaranteed annual capacity available for injection and withdrawal on the basis of injection and withdrawal curves. 3. The injection and withdrawal curves shall on a mandatory basis be reflected in the gas storage (injection, withdrawal) agreement or an annex thereto individually for each customer subject to planned volumes of the customer of injection and withdrawal of natural gas, and actual volumes of working gas in gas storage facilities.   The injection and withdrawal curve shall reflect the injection and withdrawal capacity for each customer proportionally to its planned or actual volume of working gas in gas storage facilities.   1. Ten days before the end of the basic injection period, the gas storage facilities operator shall confirm with the customer the withdrawal curve in line with the actual volume of working gas in gas storage facilities by formalising an additional agreement. 2. The gas storage facilities operator gives the monthly guaranteed injection and withdrawal capacity if over 10% of designed value of the working gas volume is available. 3. The monthly guaranteed injection and withdrawal capacity (regarding customers) is calculated by the gas storage facilities operator 5 days prior to the beginning of a next gas month and the customer is notified through the system of information exchange. 4. The intermittent daily injection and withdrawal capacity is calculated by the gas storage facilities operator on the daily basis and the customer is notified by placing the information on its own website by 4:00 pm of the previous gas day and available for use during the next gas day. 5. The gas storage facilities operator may interrupt or limit provision of intermittent capacity, in particular if it is required to ensure guaranteed capacities by the gas storage facilities operator or to fulfil by the gas storage facilities operator the requirements of the National Action Plan or Security Rules of Gas Supply. 6. The customer of the storage services may concurrently use the guaranteed and intermittent gas storage capacity. The customer shall firstly use the allocated injection and withdrawal capacity, and, where necessary, may use vacant intermittent injection and withdrawal capacity. 7. When the capacity of the gas storage facility is allocated, the gas storage facilities operator shall account a part of the gas storage facility capacity reserved by the gas transmission system operator, necessary to perform its obligations in order to balance the gas transmission system. 8. The gas storage facilities operator may provide capacity to the customer on the basis of replacement, if so possible, subject to technical capacities of the gas storage facility and operator’s obligations to other customers as well as subject to compensation of justified additional costs incurred by the operator to carry out relevant activity, and only if the volume of an additional order on the basis of replacement does not exceed the injection and withdrawal volume during the baseline period. In this case the operator shall provide additional gas storage facility’s capacity within 8 hours from the moment of receipt of the relevant request of the Customer, and if the injection mode is changed to withdrawal mode or vice versa during baseline periods, the operator shall provide the relevant gas storage capacity within 72 hours from the moment of receipt of the relevant request of the Customer, unless another term is determined by the technological design of the gas storage facility (facilities), that requires keeping neutral periods after the end of injection and withdrawal seasons. 9. Over a neutral (stabilisation) period the gas storage facilities operator may limit the access of the customer to the gas storage capacities. 10. In allocation of the gas storage facility capacity there shall be specified the relevant virtual entry and exit points which are used, as well as volume of gas storage facility’s capacity which the customer of the storage services shall have the right to, type of capacity specified by the contract (guaranteed or intermittent), period (the period of time during which the capacity has been allocated).  2. Application for gas storage capacity allocation  1. The client submits an application to the gas storage operator for allocation of capacity of the gas storage facility, according to the template of the gas storage facilities operator placed on its website. 2. The applications for allocation of the gas storage facility’s capacity submitted earlier or after the deadline provided in chapter 4 of this section shall not be considered. 3. The application shall specify the gas storage facility’s capacity, the period during which access to the gas storage capacity shall be provided.  3. Procedure of preliminary examination of the application for capacity allocation  1. Within 3 working days from the date of receipt of the application for gas storage facility’s capacity allocation the gas storage facilities operator shall preliminarily examine the application. If the data in the application needs to be clarified, the gas storage facilities operator, within the period specified, sends a written request to the client and gives an exhaustive list of the data to be clarified. The terms of preliminary examination of the application for allocation of gas storage facility’s capacity shall be extended for the period of clarification of the data by the customer of the data storage services. 2. Within five days from the date of receiving the request for data clarification the customer submits the relevant clarifications and supplements. If the enlarged application for allocation of the gas storage facility’s capacity fails to be submitted within the period specified, the gas storage facilities operator shall have the right not to examine it. 3. Based on the results of the preliminary examination, the gas storage facilities operator within 2 working days submits a written notice to the customer about the acceptance of the application to the procedure of capacity allocation or refusal to examine the application substantiating the reasons for refusal. 4. All materials regarding the preliminary examination of the application for capacity allocation shall be provided electronically and/or in print form.  4. Capacity allocation procedure  1. The applications for allocation of the gas storage facility’s capacity are submitted:   annual capacity of the gas storage facility: from 10 February to 25 February regarding storage years following the storage year when the application has been submitted;  gas storage facility monthly capacity: 15 days prior to the beginning of the gas month in which natural gas storage has been commenced (injection, withdrawal), associated with one of the gas months of the storage year, in which the gas storage facility’s capacity is allocated.   1. The volume of the vacant gas storage facility’s capacity which will be the subject of the procedure of capacity allocation over the following years of storage (4 years) shall be published by the operator on its website 30 calendar days prior to the beginning of receipt of applications. 2. During the procedure of allocation of the gas storage facility’s capacity the operator conducts a technical analysis, which includes an evaluation of capacities of the gas storage facility to fulfil the client’s application. 3. The gas storage facilities operator shall refuse to allocate capacity of the gas storage facility in such cases:   lack of or insufficient vacant capacity of the gas storage facility;  provision of access shall hinder the implementation by the operator of public service obligations imposed thereon under Article 11 of the Law of Ukraine “On the Natural Gas Market”;  access denial is justified on the basis of a decision made according to Article 55 of the Law of Ukraine “On the Natural Gas Market”.   1. The gas storage facilities operator informs the customer and the Regulator about the refusal (specifying the reasons for refusal) within 5 working days. 2. Allocation of vacant guaranteed capacity shall take place in such arrangement – annual, monthly. 3. If the aggregate capacity of the gas storage facility contracted by the csutomers does not exceed the vacant capacity of the gas storage facility, each client obtains the capacity within the limits specified in the applications. 4. If the aggregate capacity contracted by the clients exceeds the vacant capacity of the gas storage facility, the operator fulfils the applications in the order of precedence of their receipt. 5. Based on the results of the procedure of capacity allocation, the gas storage facilities operator informs the customer about the capacity allocated to this customer by sending scanned copies of the respective originals to the email address and/or in written form:   applications for annual gas storage facility’s capacity – until 15 March of the current year;  applications for monthly gas storage facility’s capacity – 10 working days prior to the 1st day of the month in which natural gas storage shall be commenced (injection, withdrawal). 5. Coordination of capacity allocation  1. When coordinating capacity allocation, the gas storage facilities operator shall provide to the customer a draft capacity allocation within five days of the closure of the procedure of capacity allocation. 2. Within three working days from the date of receipt of the draft capacity allocation the customer submits the unilaterally signed capacity allocation to the gas storage facilities operator.  6. Customised services  1. Customised service of natural gas storage (injection, withdrawal) capacity per month shall be provided on the basis of the gas storage (injection, withdrawal) agreement in force as well as the application confirmed by the gas storage facilities operator. 2. The customer shall, in order to receive customised service of natural gas storage (injection, withdrawal) capacity per month, submit an application according to the template published on the operator’s website to the Operator 5 working days prior to beginning of the gas month in which the rendering of storage services shall be commenced.   The gas storage facilities operator shall preliminarily examine the application within two working days from the date of receipt of the application for the customised service of natural gas storage (injection, withdrawal) capacity for the month. If the data specified in the application require further clarification, the gas storage facilities operator shall within the specified term send the customer a written request and specify the exhaustive list of data subject to clarification. The term of preliminary examination of the application shall be put on hold for the period of clarification by the customer. The customer shall within two days from the date of receipt of the request for clarification provide to the gas storage facilities operator the relevant clarifications and supplements. If the supplemented application is not submitted within the established period, the operator has the right to leave the application without consideration.   1. Upon review of the application and availability/lack of technical capabilities to provide customised service of natural gas storage, the gas storage facilities operator shall within 2 working days before the 1 day of the month in which the rendering of services shall be commenced, confirms the application/refuses to confirm the application of which it shall inform the customer in writing or electronically by sending to the email address scanned copies of the relevant original documents. 2. When confirming the application, the gas storage facilities operator shall account the balancing needs of the gas transmission system, as well as the technical requirements for the physical balancing of the gas transmission system. 3. Provision of customised service of natural gas storage (injection withdrawal) for the day ahead shall be provided on the basis of the gas storage (injection, withdrawal) agreement in force and the nomination/re-nomination confirmed by the gas storage facilities operator and available technical capabilities. 4. When coordinating nominations and re-nominations the gas storage facilities operator shall consider the gas transmission system’s needs in balancing and technical requirements of the physical balancing regime of the gas transmission system.      1. Allocated injection and/or withdrawal capacity for a gas day shall correspond to the maximum daily gas volume specified in the nomination confirmed by the operator of the gas storage facilities.  VIІ. TRANSFER OF NATURAL GAS STORED IN GAS STORAGE FACILITIES  1. The customers shall have the right to enter into agreements under which the title to the natural gas stored in the gas storage facilities shall be transferred. 2. The gas storage facilities operator shall ensure operation of an informational platform through which:   the customers shall be offered an opportunity to place their offers regarding the disposition of natural gas stored in the gas storage facilities, and  any transfer of the title to the natural gas stored in the gas storage facilities is accounted.   1. The customers may place their offers regarding the dispossession of natural gas stored in the gas storage facilities through an informational platform of the gas storage facilities operator. The gas storage facilities operator shall not be liable for the accuracy and content of placed offers. 2. The natural gas market entity acquiring the title to the natural gas in the gas storage facilities shall have a gas storage (injection, withdrawal) agreement entered into with the gas storage facilities operator. 3. The customer acquiring the title to the natural gas stored in the gas storage facilities shall, as of the date of contract, have at its disposal the required distributed capacity volume of the gas storage facility under the gas storage (injection, withdrawal) agreement.   After the transfer of title, the volume of natural gas on the personal account of the customer transferring its title to the natural gas shall be increased by the volume of natural gas purchased.  After the transfer of title, the volume of natural gas on the personal account of the customer transferring its title to the natural gas shall be decreased by the volume of natural gas disposed.   1. The customer transferring and/or acquiring the title to the natural gas in the gas storage facilities shall comply with the requirements of this Code. 2. The gas storage facilities operator shall approve and register the transfer of title to the natural gas in gas storage facilities. 3. In case of failure to pay or late payment by the customer for the actually provided services of natural gas injection, storage or withdrawal , the gas storage facilities operator may retain the natural gas  VIІІ. NOMINATION AND ALLOCATION1. General conditions of granting nominations  1. In order to receive the storage (injection, withdrawal) services, the customer shall submit to the gas storage facilities operator nominations for injection and/ or withdrawal to be carried out at the virtual point. 2. The nomination shall specify the volume of natural gas at the virtual entry and/or exit point for each contracting party of the customer who orders services. 3. The nominations shall not exceed the capacity allocated to the customer, specifically the capacity determined by the injection and withdrawal curve. The nominations which are not in compliance with this condition shall not be confirmed.   The volume of natural gas specified in the nomination by the customer using customised natural gas storage service (injection, withdrawal) for the period of one gas day at a given virtual point, may not exceed the available free capacity at that point.   1. Nominations may be changed in accordance with the re-nomination procedure. 2. The nominations and re-nominations shall take into account the change from summer to winter time, and vice versa. 3. The nominations and re-nominations submitted by the customer shall take into account any restrictions and terminations to be implemented in accordance with the provisions of this Code, the National Action Plan, as well as other limitations implemented in accordance with the current legislation. 4. The gas transmission system operator shall notify the gas storage facilities operator in case of absence of technical capability to deliver/ accept the volume of natural gas specified in a nomination. The gas storage facilities operator shall promptly notify the customers thereof. The customers shall, within two 2 hours after receipt of the above-mentioned information, adjust the nomination at this virtual point and submit a re-nomination to the operator. 5. The nomination/ re-nomination of the customers, to whom the service of natural gas storage (injection, withdrawal) is rendered on an intermittent basis, may be confirmed reducing the volumes of the natural gas declared by the customer in its nomination/ re-nomination. The reduction shall take place in the event when there is no free capacity for rendering such services. The reduction shall be carried out in the following sequence: monthly, then annual capacity. In the event of products with the same provision term, the reduction shall be in proportion to the volumes of natural gas specified in the relevant nomination. 6. The gas storage facilities operator shall have the right to decrease or reject any nomination during the stabilization of interruption and in other cases set forth in this Code and the contract for natural gas storage (injection, withdrawal). First, the gas storage facilities operator shall decrease or reject the nominations and re-nominations with respect to the intermittent capacity of injection/withdrawal, and only then with respect to the firm capacity of injection/withdrawal by the customers. 7. The nomination, re-nomination which has gone through the verification process shall gain the status of the confirmed nomination. 8. The information shall be provided to the operator in accordance with the provisions of Section X.  2. Procedure for submission of a nomination  1. The customer shall submit preliminary consolidated monthly and daily nominations to the gas storage facilities operator. 2. For a virtual entry point or exit point, the customer shall submit to the gas storage facilities operator a consolidated monthly nomination broken down for each day for the period not exceeding one month. The consolidated monthly nomination for the following gas month shall be accepted by the operator during the period from the 15th day through the 20th day of the month immediately preceding the month in which the services of storage (injection, withdrawal) are to be rendered. If the customer submits more than one consolidated monthly nomination by the 20th day of the month immediately preceding the month in which the services of storage (injection, withdrawal) are to be rendered, the operator shall consider the last received consolidated monthly nomination. 3. The customer shall submit the daily nomination to the gas storage facilities operator not later than 1:00 p.m. UTC (4:00 p.m. Kyiv time) on a gas day for winter period and 12:00 a.m. UTC (3:00 p.m., Kyiv time) on a gas day for summer period preceding the gas day pertaining to the nomination. If the customer submits more than one nomination over the same period, the operator shall consider the last received nomination. The gas storage facilities operator shall notify the customer on acceptance or rejection of the nomination by 3:00 p.m. UTC (6:00 p.m., Kyiv time) on a gas day for winter period and by 2:00 p.m. UTC (5:00 p.m., Kyiv time) on a gas day for summer period immediately preceding the gas day pertaining to the nomination. 4. A nomination may be rejected due to:   non-compliance with the terms and conditions of the contract for natural gas storage (injection, withdrawal);  non-conformity to the injection and withdrawal curves as set forth in the contract for storage (injection, withdrawal);  lack of the required level of financial security determined in accordance with the provisions of Chapter 2 of Section V of this Code;  declaration by the gas storage facilities operator of limitations caused by accidents or emergency situations making impossible the rendering of services of natural gas storage (injection, withdrawal) and/or during the stabilisation period according to a nomination submitted by the customer;  application of the retention mechanism in accordance with the provisions of this Code;  the gas transmission system operator lacking of technical capability to perform the nomination.   1. If the nomination is rejected, the gas storage facilities operator shall provide the code of reason for rejection. The gas storage facilities operator shall post the list of codes and the meaning thereof on its web-site. 2. If the customer fails to submit nominations for the next gas day in accordance with the provisions of Clause 3 of this Chapter, the gas storage facilities operator shall accept for consideration the last received consolidated nomination. 3. If the customer fails to submit to the gas storage facilities operator a consolidated nomination in accordance with the provisions of Clause 2 of this Chapter or a nomination for the next gas day within the period of time referred to in Clause 3 of this Chapter, the nomination with the volumes of natural gas equal to zero (0) with respect to the relevant virtual point shall be deemed confirmed for such customer. 4. In the event of deviation of the nomination at this virtual point, the volume of natural gas in the nomination confirmed for the customer at the given virtual point shall be equal to zero (0).  3. Procedure for submission of re-nominations  1. The customer shall have the right to change the stated volumes at the virtual entry and exit points as determined in the nomination confirmed by the operator for a given gas day. Re-nominations shall be submitted from 4:00 p.m. UTC (7 p.m. Kyiv time) on a gas day for winter period and from 3:00 p.m. UTC (6:00 p.m. Kyiv time) on a gas day immediately preceding the gas day from which the nomination is made until 2:00 a.m. UTC (5:00 a.m., Kyiv time) on a gas day for winter period and until 1:00 a.m. UTC (4:00 a.m., Kyiv time) on a gas day when the re-nomination is to be made. The re-nomination shall be submitted not less than 2 hours prior to the commencement of changed volumes injection/ withdrawal as specified in the nomination. 2. The volumes injected and/ or withdrawn pursuant to the confirmed nomination prior to the commencement of changed volumes determined in the re-nomination shall not be subject to changes. 3. The procedure for consideration of a re-nomination shall commence at each full hour and continue for two (2) hours. The gas storage facilities operator shall consider the last re-nomination received prior to the beginning of the hourly consideration of re-nominations. 4. The gas storage facilities operator shall notify the customer who has submitted a re-nomination about confirmation or rejection of the re-nomination specifying the reasons for rejection, within two (2) hours from the commencement of such procedure for consideration of the re-nomination, however not later than prior to the commencement of the hour pertaining to the re-nomination. 5. Deviations from the re-nomination may occur due to reasons referred to in Clause 4 of Chapter 2 of this Section and in case when the conditions set forth in Clause 1 of this Chapter are not fulfilled. 6. In the event when the gas storage facilities operator rejects the re-nomination, the most recent nomination (re-nomination) confirmed by operator shall remain current for the parties.  4. Conformance inspection of a nomination and re-nominations for the virtual entry point or virtual exist point from/ to gas storage facilities  1. The nominations and re-nominations submitted for a virtual entry/exit point to/from gas storage facilities shall coincide with the relevant nominations and re-nominations submitted to the gas transmission system operator. 2. The inspection of conformity of nominations and re-nominations for the virtual entry/exit point to/from gas storage facilities shall take place in accordance with the provisions of the Gas Transmission System Code. 3. If during the inspection of conformity of nominations and re-nominations for the virtual entry/exit point to/from gas storage facilities any discrepancies in nominations and re-nominations are revealed, the "rule of lesser" shall be applied.    5. Allocation principles for virtual entry and exit points to/from gas storage facilities  1. The allocation of natural gas for each customer at the virtual entry/exit point to/from gas storage facilities shall be carried out according to the provisions of the Gas Transmission System Code. 2. The gas storage facilities operator may enter into an agreement with the gas transmission system operator on the maintenance of an operational balance account to maintain the natural gas feeding to the entry point to the gas transmission system or withdrawal from the exit point from the gas transmission system. The agreement may be entered into when there exist technical capabilities for such account. 3. The agreement on the maintenance of an operational balance account to be entered into between the gas storage facilities operator and the gas transmission system operator shall determine the basics of management by the gas transmission system operator of operational balance account and the volume of natural gas which may be mutually exchanged between the said operators to adjust differences between the volumes determined in nominations and the volumes actually channelled to/from the gas transmission system, as well as the basics of equalization of the net position of operational balance account. 4. For the points with respect to which an agreement on the maintenance of an operational balance account is entered into, the volumes determined in the nomination confirmed for such points shall be accepted as the volume of natural gas channelled by the customer who orders the transmission services for transmission or withdrawn / supplied from the gas transmission system, respectively. 5. In the events when one legal entity is simultaneously the gas storage facilities operator and the gas transmission system operator, the volumes determined in the nomination confirmed for such points shall be accepted as the volume of natural gas channelled by the customer who orders the transmission services for transmission or withdrawn from the gas transmission system, respectively.  IX. CONGESTION MANAGEMENT GUIDELINES1. General Provisions  1. The customer shall facilitate the effective use of gas storage capacities. 2. Congestion may occur in underground storage in view of the following:   limited capacity of gas storage facilities or processing facilities at gas storage facilities;  limited possibility to keep natural gas in gas storage facilities by gas storage facilities operator;  process constraints on gas injection and withdrawal capacity of gas storage facilities controlled by gas storage facilities operator;  necessity to keep minimum or maximum pressure levels in exit points of gas storage facilities;  necessity to keep stable quality characteristics of natural gas in gas storage facilities and in entry and exit points;  carrying out of work in gas storage facilities or in adjacent systems;  occurrence of accident or emergency situation;  actions or omissions of the customer, which do not comply with the provisions of the Code or storage contract;  necessity to comply with the efficient modes of injection and withdrawal of natural gas.   1. The gas storage facilities operator shall use all reasonable efforts to prevent artificial congestion and adheres to the following principles:   Offering the customers the capacity granted, but not used by the customers, at least 24 hours prior to actual operation on the intermittentbasis;  Ensuring exercise of the rights of the customers that have concluded a natural gas storage contract (injection, withdrawal) to transfer the gas storage facility access rights to other customers.  The gas storage facilities operator, within the framework of the congestion management procedure, shall be entitled to have access to the gas storage capacity that was distributed among the customers, but is not used by them, and, therefore, results in a contractual congestion in gas storage facilities.   1. To avoid the possibility of contractual congestion the gas storage operator:   analyses the possibilities to fulfill new agreements at the stage of processing of the applications for capacity distribution;  given technical feasibility to offer natural gas storage (injection, withdrawal) services offers free firm capacity, and in the case of the lack thereof – natural gas storage service (injection, withdrawal) on the intermittent basis;  prepares information about the scope of actions required for reconstruction of gas storage facility(-ies) to increase its capacity at request from an interested entity. The gas storage facilities operator charges a fee for preparation of the information which reflects the expenses for its preparation;  the gas storage facilities operator cooperates with the gas transmission system operator;  plans and performs modernization of gas storage facilities;  operates natural gas storage facilities in a way to reduce the likelihood of congestion;  develops and implements a plan of containment and liquidation of accidents and emergency situations. 2. Procedure for management of the contractual congestion  1. The gas storage facilities operator conducts an ongoing evaluation of the use of distributed capacity of the gas storage facilities taking into account the actual storage services provided under contracts for the storage (injection, withdrawal), and the capacity distribution orders placed. The purpose of the ongoing evaluation is to prevent possible blocking of capacity in gas storage facilities, and contractual congestion. 2. If in the course of processing of a new application for capacity distribution it will appear that there is no available capacity, and under contracts for the storage (injection, withdrawal), which have been still performed, there exist reserved firm capacity of the gas storage facilities, which have not been used, the gas storage facilities operator shall demand from the customer which ordered the storage services and uses less than 80% of reserved firm capacity of the gas storage facilities for six (6) months, to surrender within thirty (30) days from the right to the firm capacity which he does not use. 3. If as the result of the change of conditions for distributing the capacity or announcing the refusal therefrom, a free guaranteed capacity will become available in the gas storage facilities; the gas storage facilities operator shall offer this capacity to the customers that use a remittent capacity in accordance with the provisions of this Code. 4. The customer can alienate to other customers the capacity of the gas storage facility which is not used by him. 5. In order to simplify the procedure for alienation of gas storage capacity which is not used, the gas storage facilities operator shall place on its website the information about the capacities offered for alienation. 6. If the customer intends to alienate the capacities which are not used, the customer shall provide the gas storage facilities operator with an offer according to the sample placed on the website of the gas storage facilities operator specifying the following details:   Customer's identification data;  Gas storage capacity offered for alienation;  Date, from which access to the capacity is offered to be given, and period, during which such access is offered to be given, that shall cover full gas months, and the beginning shall fall on the first day of gas month;  Validity term of the offer.   1. The offer shall be send in electronic form by email at least five (5) days prior to the date, from which access to the capacity is offered to be given. 2. If the offer fails to comply with the requirements of clause 6 of this Chapter, the gas storage facilities operator reserves the right not to place an offer and, at the same time, informs the customer to that effect in electronic form at the email address specified in the offer. 3. The gas storage facilities operator shall not be liable for adequacy and content of the offers placed by the customers. 4. Upon expiry of the offer, the gas storage facilities operator shall remove the offer from the list of available capacities offered for use. 5. In case of alienation of available capacity of the gas storage facilities to the customer, with which the gas storage facilities operator has a current storage (injection, withdrawal) agreement, the following procedure shall be applied:   the customer alienating the capacity shall send to the gas storage facilities operator a signed application about alienation of the capacity of gas storage facilities prepared according to the sample placed on the website of the gas storage facilities operator;  the customer accepting the capacity shall send to the gas storage facilities operator the signed annexes about the change of distribution of the capacity of gas storage facility, taking into account the capacities received by such customer;  the above documents shall be sent to the gas storage facilities operator in electronic form by email, as well as by registered mail.   1. In case of alienation of available capacity of the gas storage facilities to the customer, which did not conclude a storage (injection, withdrawal) agreement with the gas storage facilities operator, the entity receiving the capacities shall enter into a storage (injection, withdrawal) agreement in accordance with the provisions of this Code and provide the gas storage facilities operator with the following:   application signed by the customer alienating capacity of the gas storage facilities about capacity alienation according to the sample placed on the website of the gas storage facilities operator;  application for capacity distribution signed by the entity receiving the capacity;  annex signed by the customer alienating the capacity, which amends the distribution of capacity, taking into account the volume of alienated capacity.   1. The gas storage facilities operator shall check the application for capacity distribution in accordance with the provisions stipulated by this Code. If there are no grounds to refuse such capacity distribution, the gas storage facilities operator shall agree a new capacity distribution with the entity receiving the capacity, and the annex amending the capacity distribution with the customer alienating the capacity. 2. The gas storage facilities operator shall take any actions related to the procedure for the management of contractual congestion free of charge.  3. Congestion management of the gas storage facilities in case of imbalance of the volumes of entry and withdrawal of natural gas  1. If after taking of measures stipulated in this section, the gas storage facilities operator is not able to balance the volumes of injection and withdrawal of natural gas, he can impose restrictions on the customer who caused the situation of shortage or surplus of natural gas in the gas storage facilities by way of:   limitation (resumption) of the acceptance of natural gas for its storage in entry points (in case of a surplus of natural gas resource for storage), or  limitation (resumption) of the receipt of natural gas from the underground gas storage facilities in exit points (in case of shortage (reduction) of volume of natural gas withdrawal).   1. By imposing the limitations, the gas storage facilities operator shall provide the customer of storage services with the information about the starting date of such limitations, expected duration, as well as about maximum volumes for injection or withdrawal of natural gas per hour and per 24 hours into/from the gas storage facilities at this point.      1. The customer of storage services shall comply with the limitations imposed by the gas storage facilities operator on the basis of the information provided by the gas storage facilities operator by limiting nominations/re-nomination of the natural gas injection or withdrawal volumes to/from the gas storage facilities.      1. Expenses related to limitation of injected or withdrawn natural gas as well as to the renewal of contractual volumes of natural gas storage shall be paid by the customer of storage services.      1. The limitation period applied to the customer of storage services shall not affect the payment received by the gas storage facilities operator for the services of storage of natural gas.  X. RULES OF INFORMATION EXCHANGE1. General Provisions  1. The System of Information Exchange is used for the exchange of information related to the provisions of storage (injection, withdrawal) services between the gas storage facilities operator and the gas transmission system operator, and the customers (hereiafter – the parties). 2. The electronic exchange of information related to the performance of technical agreements and storage (injection, withdrawal) agreements shall be based on the method of electronic document interchange (EDI) in the version developed for gas industry under the title “EDIG@S” (described in the document Edig@s Message Implementation Guidelines, which can be accessed on the following website <http://www.edigas.org>). As a provisional solution to the data exchange there may be used xls, xlsx format).   Also, the parties may agree upon the following communication protocols: email or FTP or AS2. The AS2 protocol may be applied for communication in the case of technical capabilities of both parties for the exchange of information within the common European standard of Edig@s.   1. Detailed requirements to the format of files are determined on the gas transmission system operator website. 2. The file exchange shall be made via emails or the Internet. 3. The gas storage facilities operator, gas transmission system operator, and the customer shall ensure the protection and integrity of files being sent.  2. Information placed and sent by the gas storage facilities operator  1. The gas storage facilities operator shall place on its website the following information:   the list of services provided by the operator, namely, information about the price and tariffs, and other terms and conditions of the provision of such services;  volume of the gas storage facility, the right to use which was granted to the customers in accordance with effective storage (injection, withdrawal) agreements, and a free capacity of the gas storage facility;  information about volume of natural gas available in each gas storage facility, volume of injected and withdrawn natural gas in each gas storage facility, as well as the volume of free capacity of each gas storage facility – on a daily basis.   1. The gas storage facilities operator shall submit the following information to the gas transmission system operator:   correspondence of nomination or re-nomination in entry/exit points related to the gas storage facilities,  volume of natural gas designated for certain customers of storage services;  Information regarding the volume of natural gas accepted and loaded on the preceding day, as well as the condition of operational capacity of the gas storage facilities on the preceding gas day by 10 a.m. each day,  any interruption in operation of the gas storage facilities which can affect the conditions of cooperation of these units with the gas transmission system, specifying the reason of such interruption, expected duration of such interruption, reduction of capacity in the points of connection to the system of gas transmission system operator, parameters that do not comply with the contractual terms and conditions, confirmation of changed nominations which occur due to such interruptions,  scheduled works in the gas storage facilities that can affect the conditions of cooperation of the gas storage facilities with the gas transmission system in order to confirm a possible term and duration of work with the gas transmission system operator.   1. The gas storage facilities operator shall inform the customers about events, which may affect the provision of services, and operation of adjacent systems, including information about changes in the duration of work and the duration of unscheduled work by placing respective information on the website and using the information exchange system. 2. The gas storage facilities operator shall provide information related to nomination and re-nominations received from the customers in order to confirm the possibility of their fulfilment.  3. Information provided to the gas storage facilities operator by the customers  1. Customer of the transmission services shall provide the gas storage facilities operator with nominations and re-nominations for injection and/or withdrawal of natural gas in accordance with the provisions of this Code. 2. The gas storage facilities operator shall provide the natural gas storage facilities operator with the following information about the customer of the transmission services which has a positive imbalance, its volume;  XI. PROCEDURES IN CASE OF FAILURE OF GAS STORAGE FACILITY AND DISTURBANCE OF SAFETY OF NATURAL GAS SUPPLY  1. In case of accident or emergency situation jeopardizing the safety of gas storage operation, the gas storage facilities operator shall take immediate measures in order to remove the treat of emergency situation and to resume its operation in accordance with the Plan of Containment and Liquidation of Emergency Situations and Accidents (hereinafter, the Emergency Response Plan) developed by the gas storage facilities operator in accordance with current legal requirements. 2. In case of critical situation or threat to population safety, gas storage facility integrity or destruction, the gas storage facilities operator shall take measures stipulated by the Natural Gas Supply Safety Rules and the National Action Plan. 3. The gas storage facilities operator shall immediately inform the customers, gas transmission system operator about any accident, emergency situation or critical situation that may affect the operation of technological equipment, in particular, about expected time of limitations in gas storage facility operation. 4. In case of accident or emergency situation, the gas storage facilities operator may suspend acceptance or delivery of natural gas at entry/exit points to prevent threats to safety of operation of the gas storage facilities, human health or life, and environment. 5. In accident or critical situation the customer shall cooperate with the gas storage facilities operator to the extent required in accordance with this Code and the National Action Plan. 6. The gas storage facilities operator shall respond to emergency situations and liquidate their consequences in accordance with the requirements of Section VІ of the Code of Civil Protection of Ukraine.  |  |  | | --- | --- | | **Deputy Director of the Department**  **for Regulation of Relations in the Oil and Gas Industry** | **T. Ryabukha** | |