

РОЗДІЛ 7. ПРАВИЛА БЕЗПЕКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ В ПОРИСТИХ ПЛАСТАХ

7.1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Підземні сховища природного газу у пористих пластах є технологічною складовою частиною газотранспортної системи країни і призначені для регулювання сезонної нерівномірності газопостачання, створення довгострокового, оперативного та інших резервів газу, які служать для забезпечення надійності газопостачання в умовах зниження рівня постачання газу чи виникнення інших непередбачених обставин.

Для експлуатації ПСГ необхідно отримати ліцензію на користування ділянкою надр та оформити у встановленому порядку гірничий відвід.

Підземні сховища природного газу приймаються в експлуатацію та експлуатуються відповідно СТК 320.20077720.009, Технологічного проекту, режиму експлуатації, забезпечення об'єктного моніторингу надр за наявності інформаційної бази даних (ІБД) та Технологічного регламенту ПСГ.

Основні і допоміжні технологічні установки, котельні, промислові газорегулювальні пункти, конденсатозбірні колектори та інші об'єкти ПСГ повинні бути автоматизовані.

В процесі експлуатації ПСГ мають місце процеси накопичення, зберігання, відбирання і підготовки природного газу до транспортування та подача його в магістральний газопровід або місцевим споживачам. При цьому система працює в умовах змінних термобаричних навантажень з обмеженим безпосереднім спостереженням. Це робить можливим накопичення змін, які можуть призвести до розгерметизації окремих елементів і загазовування як геологічного розрізу, так і атмосфери.

Умови, за яких проводиться експлуатація ПСГ, а також спроможність природного газу утворювати з киснем повітря вибухо –

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

і пожежонебезпечні суміші, визначають необхідність постійного контролю за експлуатацією підземного сховища газу.

На керівництво ВУ ПЗГ покладається відповідальність за дотримання технологічних процесів закачування і відбору газу, режимів експлуатації свердловин, наземного і підземного обладнання, своєчасне виконання планово-попереджувального і капітального ремонтів свердловин та обладнання, додержання правил безпеки, охорони надр і навколишнього середовища.

Технологічним проектом повинно передбачатися створення ПСГ в обраному об'єкті зберігання на повний обсяг. Створення і експлуатація ПСГ складаються з двох етапів – дослідно-промислової експлуатації (ДПЕ) та циклічної.

Етап ДПЕ ПСГ починається від початку закачування газу в об'єкт зберігання і продовжується до виходу його на проектні показники. На цьому етапі вирішуються наступні завдання:

- проведення дослідної експлуатації;
- можливість виведення ПСГ на проектні показники і забезпечення його безпечної циклічної експлуатації;
- розвиток і доповнення ІБД поточними даними експлуатації;
- уточнення та удосконалення геологічної і технологічної моделей ПСГ.

За результатами ДПЕ, на підставі спостережень та досліджень надається висновок про подальший розвиток ПСГ і можливість його виведення на затверджені показники циклічної експлуатації або виконуються корективи до технологічного проекту.

Етап циклічної експлуатації ПСГ починається з його виведення на затверджені проектні показники і продовжується до консервації або ліквідації газосховища.

Керівництво ВУ ПЗГ несе відповідальність за достовірність обліку природного газу, технологічних витрат і безповоротних пластових втрат, дотримання технологічного режиму експлуатації ПСГ, підготовку свердловин до досліджень і ремонтів, належне їх виконання.

Технічні проекти на облаштування ПСГ в пористих пластах підлягають узгодженню з центральним органом виконавчої влади з питань промислової безпеки, охорони праці та державного гірничого нагляду (Держгірпромнагляд) України.

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

Виконання на ПСГ робіт підвищеної небезпеки, експлуатація об'єктів, машин, механізмів здійснюється тільки за наявності відповідного дозволу центрального органу виконавчої влади з питань промислової безпеки, охорони праці та державного гірничого нагляду Держгірпромнагляд України.

Під час розробки проектів на будівництво свердловин і облаштування ПСГ проектна організація повинна здійснювати аналіз небезпеки і ризику об'єкту, що проектується.

Кількість свердловин, їхнє призначення і конструкція, розташування на площі ПСГ, черговість вводу в експлуатацію та порядок підключення визначаються технологічним проектом (схемою) створення та експлуатації ПСГ.

Будівництво свердловин на ПСГ здійснюється відповідно до технічного проекту спорудження свердловин, складеного з урахуванням єдиних норм на буріння, інструкції з кріплення свердловин, інструкції з випробування свердловин на герметичність, інструкції з попередження відкритих фонтанів та інше.

Конструкція свердловин на ПСГ повинна забезпечувати надійну герметичність цементування експлуатаційної і технічної колон.

Облаштування ПСГ (побудова ДКС, ГЗП, УОГ, технологічних ліній та інше) здійснюється відповідно до технічного проекту облаштування підземного газосховища.

Шлейфи, газозбірні колектори, основні технологічні трубопроводи, газопроводи-підключення, інгібіторопроводи і водоводи повинні проектуватися відповідно до вимог відповідних і діючих нормативних документів.

Весь комплекс споруд повинен відповідати специфічним умовам роботи ПСГ, які вказані в проекті; їх реконструкція і зміни допускаються тільки за узгодженням з проектною організацією.

Технічні об'єкти ПСГ повинні експлуатуватись персоналом не молодшим 18 років, який має відповідну освіту, кваліфікацію та знання згідно вимоги ДК 003, посадових інструкцій і інструкцій за професіями.

Підготовка основного експлуатаційного персоналу до виконання робіт з підвищеною небезпекою повинна здійснюватися тільки в закладах освіти (професійно-технічні училища, навчально-курсіві комбінати, центри підготовки і перепідготовки робітничих кадрів

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

тощо), які одержали у встановленому порядку ліцензію Держгірпромнагляду України на проведення такого навчання.

Особи, яких приймають на роботу, що за вимоги НПАОП 0.00–8.24 належить до робіт з підвищеною небезпекою та Переліку робіт, де є потреба у професійному доборі, проходять на виробництві (в закладах освіти, якщо останнє передбачено відповідними нормативними актами) попереднє спеціальне навчання і перевірку знань з питань охорони праці стосовно конкретних робіт, які вони виконуватимуть.

До керівництва роботами з підвищеною небезпекою згідно з НПАОП 0.00–8.24 допускаються посадові особи і спеціалісти, які мають вищу або середню освіту з відповідної спеціальності і право на ведення цих робіт, підтверджене відповідним документом.

До самостійної роботи працівники, посадові особи та спеціалісти допускаються після відповідного навчання і перевірки знань згідно з НПАОП 0.00–4.12. Новоприйняті працівники після проходження ввідного інструктажу, інструктажу на робочому місці, перевірки знань з охорони праці, до початку самостійної роботи повинні під керівництвом досвідчених кваліфікованих фахівців пройти стажування протягом 2–15 робочих змін.

Персонал, який допускається до роботи з електротехнічними установками, електрифікованим інструментом або стикається, відповідно характеру роботи, з машинами і механізмами з електроприводом, повинен мати кваліфікаційну групу з електробезпеки відповідно до вимог НПАОП 40.1–1.21.

Працівники, зайняті на роботах з підвищеною пожежною небезпекою, повинні заздалегідь (перед призначенням на таку роботу) пройти спеціальне навчання (пожежно-технічний мінімум), а згодом щорічну перевірку знань нормативних актів пожежної безпеки відповідно до вимог Типового положення про спеціальне навчання, інструктажі і перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах і організаціях України.

Один раз на рік на ПСГ повинні проводитись комплексні протиаварійні тренування за участю всіх служб, дільниць, цехів під керівництвом керівника підрозділу. Ліквідація аварій на об'єкті може враховуватись як проведення комплексного протиаварійного тренування.

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

В процесі роботи, один раз на квартал, повинні проводитись учбово-тренувальні заняття і навчальні тривоги з можливих аварійних ситуацій і аварій.

Організація та контроль роботи з навчання (у т.ч. з питань охорони праці) та підвищення кваліфікації підлеглого персоналу покладається на керівника ВУ ПЗГ.

Технологічний комплекс підземного сховища природного газу включає:

- свердловини нагнітальні, експлуатаційні, експлуатаційно-нагнітальні, спостережні, контрольні, поглинальні, геофізичні та інші;

- газозбірний пункт (ГЗП), вузли підключаючих пристроїв та вимірювання; блоки первинних та вимірювальних газосепараторів; блоки збирання та подавання в потік газу інгібітора гідратуутворення; системи електропостачання, тепло- і водопостачання, каналізації, вентиляції; системи КВПіА, зв'язку; будинки виробництва і допоміжного призначення;

- дотискувальна компресорна станція (ДКС); установки осушування газу; установки охолодження газу; системи електропостачання, тепло- і водопостачання, каналізації, вентиляції; системи КВПіА, зв'язку; будинки виробництва і допоміжного призначення;

- шлейфи свердловин, газозбірні колектори та газопроводи-підключення, інгібіторопроводи, водопроводи, трубопроводи для подачі тепла, повітря в межах промайданчика ГЗП та інших об'єктів ПСГ тощо;

- технологічні трубопроводи;

- під'їзні дороги до свердловин та інших об'єктів;

- адміністративно-господарські будівлі, допоміжні споруди та інші об'єкти.

7.2 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГАЗОВОГО ПОКЛАДУ

Експлуатація штучного газового покладу здійснюється згідно з технологічним проектом (схемою), технологічним регламентом та розробленими на їхній підставі на кожний сезон технологічними режимами відбирання (закачування) газу.

Технологічний режим відбору (закачування) газу складається на кожний період геологічною службою ПСГ, погоджується з

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

організацією, яка здійснює авторський нагляд та затверджується вищестоящою організацією.

У процесі відбору (закачування) газу допускається відхилення від режиму, зумовлене зміною попиту на газ під час відбору і наявністю його ресурсів під час закачування.

Забороняється перевищувати максимальну продуктивність ПСГ під час відбору та закачування, встановлену технологічним проектом (схемою) для поточного значення кількості газу в пласті-колекторі (або поточного значення пластового тиску).

В умовах заданої продуктивності ПСГ необхідно дотримуватися режиму роботи свердловин з мінімально можливою депресією (ΔP_d) (репресією) (ΔP_p) і максимальним робочим тиском (P_p) шляхом підключення максимально можливої кількості експлуатаційних свердловин, що перебувають у робочому стані.

У процесі закачування чи відбору газу постійно фіксується кількість газу, що закачується і відбирається, втрати газу та його витрати на власні потреби, а також здійснюється контроль за технологічними параметрами, які складаються з періодичних вимірювань або визначень:

- одночасно пластового ($P_{пл}$), робочого (P_p) і затрубного ($P_{зм}$) тисків, температури і витрат газу на діючих свердловинах;
- дебіту, тиску на гирлі свердловини, на вході ГЗП, температури на гирлі і виході з ГЗП, кількості винесеної води і породи;
- гідравлічних втрат в системі пласт-свердловина-шлейф-колектор-ГЗП;
- робочих тисків (P_p) і температури газу на ГЗП та ДКС;
- статичного тиску (P_{cm}) на недіючих свердловинах;
- газонасичених інтервалів, коефіцієнтів газонасиченості (K_2) методами ГДС.

Під час експлуатації підземного сховища газу, здійснюється контроль за:

- складом вуглеводнів у пластовій воді контрольних горизонтів та рівнем води (тиском) у контрольних свердловинах;
- рівнем води (тиском) у спостережних свердловинах;
- герметичністю колон і цементного кільця свердловин за допомогою геофізичних досліджень;

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

- наявністю тиску у міжколонному просторі та за колонних газопроявів по всьому фонду свердловин, що розкривають штучний газовий поклад;
- складом вуглеводнів в атмосфері і ґрунті на території сховища;
- кількістю видобутої пластової води та результатами її хімічного складу;
- видобувними можливостями експлуатаційних свердловин, зміною стану привибійної зони та коефіцієнтів фільтраційного опору;
- втратами тиску в системі: пласт – привибійна зона – гирло свердловини – шлейф – ГЗП – газопровід підключення;
- якістю закачаного газу та точкою роси під час його відбирання;
- зміною робочих тисків і температури на ГЗП та ДКС;
- обліком закачаного та відібраного газу;
- витратами газу на технологічні операції, газодинамічні і геофізичні дослідження, на власні потреби;
- величиною пластового тиску в штучному газовому покладі;
- переважним просуванням вільного газу, розподілом його у пласті-колекторі і формуванням газового покладу;
- зміною газонасиченої товщини пласта-колектора;
- зміною контуру газоносності шляхом визначення границь розповсюдження газового покладу у пласті-колекторі;
- утворенням "застійних" зон і можливою міграцією газу за межі пастки;
- черговістю підключення свердловин під час закачування чи відбирання газу з метою раціональної експлуатації штучного газового покладу та його формування;
- зміною газонасиченого порового об'єму шляхом розрахунків;
- поточними запасами газу в покладі.

Встановлені стандартними і спеціальними дослідженнями зміни умов експлуатації та інше повинні супроводжуватись коригуванням основних технологічних показників ПСГ.

По кожному окремому об'єкту експлуатації проводиться облік газу, що закачується і відбирається. Визначається загальна кількість газу в пластах-колекторах на кінець сезону закачування і сезону

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

відбирання з визначенням кількості активного і буферного газу та газу, який залишився після розробки родовища.

Оперативний облік газу, що закачується і відбирається, здійснюється щодобово по кожній експлуатаційній свердловині. Облік проводиться по кожній свердловині, кожному об'єкту зберігання, а також вторинних техногенних скупченнях і по сховищу в цілому.

Облік кількості вилучених на поверхню пластової і конденсаційної води, а також газового конденсату здійснюється по кожному окремому об'єкту і сховищу в цілому. Порядок контролю за винесенням води (водяний фактор) по свердловинах встановлюється в залежності від системи збирання і підготовки газу та рівня їхньої автоматизації. Як правило, система повинна забезпечувати вимірювання рідини по кожній свердловині шляхом періодичного вимірювання протягом визначеного регламентом часу.

Вимірювання пластового тиску ($P_{пл}$) здійснюються згідно «Регламенту з контролю і спостереження за експлуатацією та герметичністю ПСГ», який розробляється автором технологічного проекту створення та експлуатації газосховища та затверджується керівництвом організації, до якої воно належить:

– один раз на декаду по обраних свердловинах для контролю і визначення середньоарифметичного тиску на покрівлю газосховища в покладі або на границю розділу середовищ газ-вода (проектну або поточну), а за незначної товщини пласта-об'єкта ПСГ (від 10 до 20м)– на середину інтервалу перфорації в залежності від поставленого завдання;

– один раз на місяць по всьому фонду експлуатаційних свердловин з підрахунком приведеного пластового тиску, для побудови карти ізобар і визначення середньозваженого тиску в покладі. Карти ізобар будуються не рідше двох разів за цикл: на кінець періодів закачування і відбирання газу зі сховища (якщо автором технологічного проекту не передбачена щомісячна побудова карт ізобар).

Зовнішня межа зони газонасиченості (контуру ГВК) в сховищі оконтурюється спостережними свердловинами, якщо це передбачено технологічним проектом (схемою), для забезпечення проведення промислово- геофізичних робіт.

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

3 метою визначення продуктивних характеристик пласта і свердловин не рідше одного разу на два роки в період відбирання і не рідше одного разу на три роки в період закачування проводяться газодинамічні дослідження експлуатаційних свердловин згідно «Регламенту з контролю і спостереження за експлуатацією та герметичністю ПСГ», який розробляється автором технологічного проекту створення та експлуатації газосховища та затверджується керівництвом організації, до якої воно належить. За відповідного облаштування ПСГ і можливості проведення якісних режимних випробувань свердловин в газопровід дослідження проводяться 2–3 рази в сезон відбирання.

На наступні сезони закачування чи відбирання газу автором проекту (за наявності договору на проведення робіт) складаються по кожному об'єкту експлуатації прогностичні розрахунки динаміки основних технологічних показників газосховища (зміни об'ємів газу, дебіту, тисків, переміщення межі розділу газ – вода, зміни діючого фонду свердловин). Після закінчення сезону закачування чи відбирання проводиться співставлення фактичних і розрахункових показників, оцінюється ступінь відповідності, виявляються причини невідповідності і надаються рекомендації щодо покращання ефективності роботи газосховища.

Геологічною службою та ОВС по кожній свердловині, не рідше одного разу на місяць, за програмою досліджень проводяться відповідні вимірювання та розрахунки втрат і змін тиску, температури уздовж технологічного ланцюга пласт – вибій – гирло – вхід в шлейф – блок вхідних ниток – газозбірний пункт. За результатами фактичних параметрів вносяться відповідні зміни в режим роботи свердловин.

В процесі експлуатації штучного газового покладу геологічною службою та ОВС здійснюються постійні розрахунки (вимірювання) витрат газу на ВТП, результати яких реєструються в ІБД і обчислюються за обліком балансу газу в об'єкті зберігання.

Організацією, що здійснює авторський нагляд за експлуатацією об'єкту зберігання, за договором з власником ПСГ на підставі технологічної моделі проводиться контроль за балансом газу в газосховищі та виконуються розрахунки безповоротних пластових втрат газу.

7.3 МОНІТОРИНГ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПСГ

Об'єктний моніторинг ПСГ є складовою частиною державного моніторингу стану надр. Основною задачею об'єктного моніторингу є забезпечення технологічної безпеки експлуатації ПСГ.

Об'єктний моніторинг полягає у:

- отриманні, обробці і аналізі даних про стан надр під час експлуатації ПСГ;
- оцінці стану надр і прогнозуванні його зміни;
- своєчасному виявленні і прогнозуванні техногенних процесів у ПСГ;
- розробці, забезпеченні, реалізації і аналізі ефективності заходів щодо забезпечення безпечного використання надр;
- запобіганні і зниженні негативного впливу небезпечних геологічних процесів;
- інформуванні органів державної влади і користувачів надр про стан надр за їхнім письмовим запитом.

Об'єкти моніторингу під час експлуатації ПСГ:

- об'єкт зберігання газу;
- контрольні горизонти;
- експлуатаційні, спостережні, контрольні, поглинальні, геофізичні свердловини.

Параметри, які контролюються під час об'єктного моніторингу:

- загальний об'єм газу;
- активний об'єм газу (в тому числі довгостроковий резерв);
- буферний об'єм газу;
- об'єм пластової рідини, яка вилучається під час відбирання газу;
- витрати газу на ВТП;
- добова продуктивність експлуатаційних свердловин і сховища в цілому;
- газонасичений поровий об'єм сховища (ГПО);
- склад газу, точка роси;
- пластовий тиск ($P_{пл}$) в об'єкті зберігання (в газоносній і водоносній зонах);
- рівень і тиск у контрольних горизонтах;

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

- тиск і температура в технологічній лінії (вибій свердловини – гирло свердловини – ГЗП (ДКС) – газопровід-підключення);
- міжколонні тиски (МКТ) і міжколонна втрата газу по свердловинах;
- вміст розчиненого газу, хімічний склад, тиск насичення розчиненого газу в пластовій воді в об'єкті зберігання і контрольних горизонтах;
- газонасиченість (K_r) об'єкту зберігання і контрольних горизонтів;
- газо-водяний контакт (ГВК).

Методи об'єктного моніторингу під час експлуатації ПСГ.

Для здійснення об'єктного моніторингу на ПСГ застосовуються гідрохімічні, геофізичні, промислові і аналітичні методи. В разі необхідності використовуються додаткові методи дослідження.

Гідрохімічними методами проводиться моніторинг за кількісними і якісними змінами розчиненого газу пластових вод у контрольних горизонтах і сховищі. За результатами проведених досліджень здійснюється оцінка загального складу розчиненого газу, наявності метану і його гомологів, тиску насичення розчиненого газу, мінералізації і хімічного складу пластової води. За результатами досліджень оцінюється міграція газу в контрольні горизонти, по сховищу і в цілому вплив природного газу, що зберігається, на надра в межах гірничого відводу.

Геофізичними методами (ГДС) визначається газонасиченість об'єкту зберігання і контрольних горизонтів, пластова температура, здійснюється контроль за технічним станом свердловин.

Промисловими методами контролюють наступні параметри експлуатації сховища:

- тиск в контрольних горизонтах і сховищі;
- тиск і температуру в технологічній лінії (вибій свердловини – гирло свердловини – ГЗП (ДКС) – газопровід-підключення);
- добову продуктивність експлуатаційних свердловин;
- добову продуктивність сховища;
- об'єм нагнітання (відбирання) газу;
- об'єм газу в сховищі;
- об'єм пластової рідини, що виноситься під час відбору;

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

- об'єм витрат газу на ВТП;
- газопроявлення на поверхні сховища;
- склад газу, точку роси;
- міжколонні газопроявлення у свердловинах.

Аналітичними методами на основі геологічної і технологічної моделі експлуатації контролюють:

- об'єм газу в сховищі;
- газонасичений поровий об'єм;
- максимальну продуктивність експлуатаційних свердловин;
- тиск і втрати тиску в технологічному ланцюгу пласт - вибір свердловини – гирло свердловини – ГЗП (ДКС) – газопровід – підключення;
- герметичність об'єкту сховища і пластові втрати газу;
- розповсюдження газу в сховищі.

7.4 ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ БЕЗПЕКИ

Підземні сховища природного газу повинні експлуатуватися з дотриманням вимог безпеки НПАОП 0.00 – 4.33.

Територія навколо газових свердловин ПСГ в межах відведеної землі повинна бути звільнена від кущів і лісу відповідно до вимог ДБНП. По периметру цієї площі повинна бути влаштована та періодично поновлюватися (боронуванням чи іншим методом) мінералізована смуга завширшки не менше 3м, що звільнена від будь-якої рослинності.

Територія, на поверхні якої знайдені газопрояви, повинна бути терміново загороджена від доступу людей, тварин, техніки. По периметру огорожі та біля доріг повинні бути встановлені знаки небезпеки *"Газ. З вогнем не наближатися"*.

На всі потенційно небезпечні об'єкти (свердловини, апарати, машини) повинні бути розроблені плани локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС), метою яких є планування дій (взаємодії) персоналу підприємства, спецпідрозділів, населення, центральних і місцевих органів виконавчої влади та органів місцевого самоврядування щодо локалізації і ліквідації аварій та пом'якшення їх наслідків.

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

Робочі місця, об'єкти, проїзди і підходи до них, проходи і переходи в темний час доби повинні бути освітленими. Всі діючі і ті, що знову вводяться в експлуатацію об'єкти газосховища, повинні бути обладнані трафаретами на видимих місцях із вказаними назвами об'єкту, його номеру або індексу (за наявності) і власника.

Об'єкти, для обслуговування яких працівнику потрібно піднятися на висоту до 0,75м, облаштовуються сходами, а на висоту вищу за 0,75м – сходами з перилами.

Робочі майданчики, що знаходяться на висоті, повинні мати настилку, виготовлену з металевих листів, поверхня яких виключає можливість ковзання, або дощок товщиною не менше 40мм, перила висотою 1,25м з повздовжніми планками, розміщеними на відстані не більше 40см одна від одної, і борт висотою не менше 15см, який утворює з настилкою щілину не більшу 1см, для стікання рідини.

Всі потенційно небезпечні місця об'єктів ПСГ повинні мати огороження, які закривають доступ до них з кожного боку. Відкривати дверцята огорожі або знімати їх можна після повної зупинки обладнання чи механізмів. Запуск обладнання чи механізмів дозволяється тільки після встановлення на місце і надійного закріплення всіх з'єднаних частин огороження.

Висота перильних огорожень повинна бути не меншою 1,25м, висота нижнього поясу огорожі повинна дорівнювати 15см, проміжки між окремими поясами повинні складати не більше 40см, а відстань між осями суміжних стійок – не більше 2,5м.

Перевірка знань щодо безпечного ведення робіт у працівників повинна проводитись щорічно. Під час впровадження нових технологій, обладнання, зміни діючих правил безпеки повинна проводитись позачергова перевірка знань після відповідного навчання.

У разі виникнення відкритого газового фонтану персоналом ПСГ повинні бути прийняті термінові заходи згідно з вимогами плану локалізації та ліквідації аварій, аварійного розкладу та *«Інструкції з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлень та відкритих нафтових і газових фонтанів»*.

Персонал підприємства забезпечується сертифікованим спецодягом, спецвзуттям, захисними касками (зимою – з утепленням)

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

та іншими засобами індивідуального захисту згідно з установленими нормами. Спецодяг, призначений для використання на вибухопожежонебезпечних об'єктах або ділянках виробництва, повинен бути виготовлений із термостійких і антистатичних матеріалів.

Контроль за вмістом шкідливих речовин у повітрі, рівнем шуму і вібрації, інших шкідливих виробничих факторів на робочих місцях потрібно здійснювати у відповідності з вимогами діючих нормативних документів.

Перед початком робіт на території діючого підприємства (ПСГ) замовник (підприємство) і генеральний підрядник за участю субпідрядних організацій зобов'язані оформити акт-допуск. Відповідальність за дотримання заходів, передбачених актом-допуском, несуть керівники будівельно-монтажних організацій та діючого підприємства (ПСГ).

Технологічні трубопроводи наземної прокладки, по яких транспортуються вологі газу чи пластова вода, повинні мати теплову ізоляцію та обладнуватися обігрівачами (теплосупутниками).

Не допускається усувати пропуски газу на запобіжних клапанах під тиском. У цьому випадку здійснюється заміна запобіжного клапану після зупинки та випускання газу з технологічного апарату.

Стан повітряного середовища вибухонебезпечних приміщень повинен контролюватися стаціонарними газосигналізаторами, котрі у разі наявності загазованості 10% НКГВ повинні подавати звуковий та світловий сигнал автоматичним включенням аварійної вентиляції. Не допускається експлуатація технологічного обладнання у вибухонебезпечних приміщеннях з незадіяною системою контролю загазованості чи незадіяною системою аварійної вентиляції.

Не допускається експлуатація технологічного обладнання в приміщеннях, обладнаних системами автоматичного пожежогасіння (насосні конденсату тощо), у разі недієздатності останньої (відсутність піноутворювача, несправність пожежних насосів чи піногенераторів тощо).

Експлуатація обладнання, інструменту, контрольно-вимірювальних приладів повинна здійснюватись у відповідності з інструкціями щодо експлуатації. Імпортерне обладнання і інструмент

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

експлуатуються у відповідності з технічною документацією фірм-виробників.

Для забезпечення безпечної експлуатації технологічних ліній та їхніх окремих елементів вони повинні бути оснащені необхідними засобами регулювання і блокування.

До керівництва роботами з буріння, освоєння і ремонту свердловин, ведення геофізичних робіт в свердловинах, а також щодо експлуатації ПСГ допускаються особи, які мають освіту за спеціальністю і які пройшли перевірку знань з питань охорони праці та промислової безпеки.

Працівники комплексних бригад, організацією праці яких передбачається сумісництво професій, повинні мати відповідну кваліфікацію, а також допуски до самостійної роботи за основною і сумісницькою професіями.

Спеціалісти і працівники, які прибули на об'єкт для роботи, повинні бути ознайомлені з правилами внутрішнього розпорядку, характерними небезпеками і їх ознаками, обов'язками з конкретних тривог та інших питань, що входять до переліку ввідного інструктажу. Відомості про проведення інструктажів фіксуються в спеціальних журналах з підписами інструктуєчого та інструктора.

На підприємствах повинен бути встановлений порядок попереднього і періодичного медогляду працівників з урахуванням роботи, яку вони виконують, і професії у відповідності до термінів, встановлених Міністерством охорони здоров'я України.

Запуск в експлуатацію щойно змонтованого, модернізованого, капітально відремонтованого обладнання здійснюється у відповідності з положенням, розробленим підприємством.

На запірній арматурі (засувках, кранах), що встановлюється на трубопроводах, повинні бути вказівки положення **"Відкрито"** і **"Закрито"**.

Запірна арматура, що розміщена в колодязях, камерах чи траншеях (лотках), повинна мати зручні приводи, які дозволяють відкривати (закривати) їх при можливості без спуску обслуговуючого персоналу в колодязь чи траншею.

Лебідки, крани та інші вантажопідіймальні механізми повинні мати обмежувачі вантажопідйомності, а також надійні тормозні пристрої і фіксатори, які б не допускали самовільного руху вантажу і

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

самого механізму. Ці вимоги не розповсюджуються на ручні талі (лебідки).

Рішення про виведення з експлуатації обладнання, інструменту, контрольно-вимірювальних приладів повинно прийматися з урахуванням показників фізичного зносу, корозії або результатів дефектоскопії. Критерії виведення з експлуатації обладнання визначаються розробником чи підприємством-виробником і вносяться в інструкцію з експлуатації.

Технологічне обладнання і трубопроводи повинні відповідати вимогам безпеки, міцності, корозійній стійкості і надійності з урахуванням умов експлуатації.

Конструкція колонної головки, фонтанної арматури, схеми їх обв'язки повинна забезпечувати оптимальні режими роботи свердловини, герметизацію трубного, затрубного і міжтрубного просторів, можливість технологічних операцій у свердловині, глибинних досліджень, відбирання проб і контролю гирлового тиску і температури.

Робочі тиски фонтанної арматури повинні бути не більші за тиск опресовування експлуатаційної колони.

Під час будівництва нових свердловин встановлення шахтних колодязів на їхньому гирлі не допускається.

Ліквідувати несправність, замінювати під тиском змінні деталі фонтанної арматури, як і ті, що швидко зношуються, забороняється. В окремих випадках (аварійні ситуації і т.п.) ці роботи можуть проводитися спеціально вивченим персоналом ДП "ЛІКВО" з використанням спеціальних технічних засобів.

Періодичність і об'єм досліджень експлуатаційних свердловин встановлюється на основі затверджених регламентів, розроблених у відповідності з проектом створення і експлуатації ПСГ.

Спускання глибинних приладів і інструментів на канаті здійснюється тільки при встановленому на гирлі свердловини лубрикаторі з герметизуючим сальниковим пристроєм.

Дріт, що застосовується для глибинних досліджень, повинен бути цілий, без скруток, а для роботи із вмістом сірководню більше 6% – виготовлений з матеріалу, стійкого до сірководневої корозії.

Під час виявлення у міжколонному просторі свердловин тиску або заколонних газопроявлень з'ясовуються причини і вживаються

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

заходи щодо їх усунення. Рішення щодо можливого використання таких свердловин приймається у кожному конкретному випадку за результатами промислово-геофізичних та газодинамічних досліджень відповідно до вимог «Інструкції з дослідження і визначення умов використання свердловин з міжколонним тиском на підземних сховищах газу».

Експлуатаційні свердловини після закінчення встановленого терміну експлуатації необхідно обстежувати з періодичністю не менше одного разу на 10 років із залученням експертно-технічних центрів Держгірпромнагляду України. За наслідками обстеження надається експертний висновок щодо можливості подальшої експлуатації свердловин.

Обсяг і періодичність контролю за герметичністю пласта-покрівлі і свердловин визначається для кожного газосховища окремо, виходячи з конкретних умов і відображається в регламенті контролю за герметичністю ПСГ.

Під час розгерметизації пласта – покрівлі або свердловини, яка призводить до утворення накопичень газу у проникних пластах, що залягають вище, вживаються заходи щодо визначення причин і шляхів міграції газу, розробляється і впроваджується програма їх ліквідації або переведення цих пластів у додатковий об'єкт зберігання газу.

Забороняється експлуатація газосепараторів у режимі можливого гідратуутворення.

У процесі експлуатації повинні здійснюватися заходи щодо забезпечення утримання охоронних зон свердловин, шлейфів, газопроводів – підключень до об'єктів, будинків та споруд відповідно до "Правил охорони магістральних трубопроводів", які затверджені Постановою КМУ від 16 листопада 2002р. №1747, чинних будівельних норм, що стосується охорони праці, навколишнього середовища, протифонтанної безпеки та протипожежних заходів.

Обов'язки, права, відповідальність у т.ч. з охорони праці, пожежної безпеки, безпеки дорожнього руху, технічного нагляду, безпечного ведення робіт та екологічної безпеки (охорони довкілля) визначаються інструкціями, які розробляються згідно з вимогами діючого законодавства і на основі "Довідника кваліфікаційних

характеристик професій працівників за видами економічної діяльності, виробництва, робіт та послуг".

Робітники забезпечуються інструкціями:

- робочими (аналог посадових інструкцій);
- з охорони праці за професією;
- з охорони праці за видами робіт;
- з пожежної безпеки.

Завдання, обов'язки, права, відповідальність інженерно-технічних працівників підрозділів ВУ ПЗГ визначаються посадовими інструкціями, які складаються керівниками цехів, служб, дільниць і затверджуються керівником ВУ ПЗГ.

Порядок отримання, перевезення, зберігання, відпускання та використання метанолу та одоранту на ПСГ визначається «Інструкцією про порядок отримання від поставників, перевезення, зберігання, відпускання та застосування метанолу на об'єктах газової промисловості».

Розслідування небезпечних подій (НП) та надзвичайних ситуацій (аварій, аварійних ситуацій, нещасних випадків, відхилень від штатного технологічного процесу та інших технічних інцидентів на об'єктах підземних сховищ газу) проводиться відповідно до НПАОП 00.0–6.2 та інших чинних нормативних актів з метою виявлення обставин їх виникнення і розвитку, визначення причин і факторів, які призвели до НП, і включає збір та аналіз інформації, підготовку висновків та рекомендацій щодо їх попередження.

7.5 ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА

Допустимий рівень пожежної небезпеки для людей повинен бути не більше 10^{-6} впливу небезпечних факторів пожежі, що перевищують гранично допустимі значення на рік в розрахунку на кожну людину під час експлуатації ПСГ відповідно до ГОСТ 12.1.004.

Для розміщення первинних засобів пожежогасіння у виробничих, складських, допоміжних приміщеннях, будівлях, спорудах, а також на території підприємств повинні встановлюватися спеціальні пожежні щити (стенди).

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

На пожежних щитах (стендах) повинні розміщуватися ті первинні засоби гасіння пожежі, які можуть застосовуватися в даному приміщенні, споруді, установці.

На ділянках території підприємств, де можливі скупчення горючих газів або парів, проїзд автомашин та іншого транспорту не дозволяється. Про це повинні бути вивішені відповідні написи (покажчики) відповідно вимогам НАПБ А 01.001.

Категорії виробничих приміщень, складських та допоміжних приміщень за вибухопожежною та пожежною небезпекою визначаються згідно НАПБ Б.07.005 (ОНТП 24–86), а клас зон – згідно НАПБ 0.00–1.32.

Все технологічне обладнання повинно бути надійно заземлене згідно з вимогами НАПБ 0.00–1.32. Комунікації повинні бути заземлені від статичної електрики.

Протипожежні розриви встановлюють залежно від призначення, категорії за вибухопожежною і пожежною небезпекою, ступеня вогнестійкості будинків відповідно до вимог нормативних документів в галузі будівництва.

Під час проектування будинків визначають їхні частини, які мають бути протипожежними відсіками або протипожежними секціями. Необхідність улаштування таких відсіків і секцій встановлюється ДБН В. 1.1–7.

Межа вогнестійкості проходок електричних кабелів та інженерного обладнання будинків (технологічних комунікацій, водопровідних, каналізаційних труб та ін.) через огорожувальні конструкції з нормованою межею вогнестійкості або через протипожежні перешкоди має бути не меншою ніж нормована межа вогнестійкості цієї огорожувальної конструкції або протипожежної перешкоди.

У приміщеннях категорій А і Б не допускається влаштування підвісних стель, підлог з порожнинами (повітряним простором під покриттям підлоги), а також каналів у підлозі, що не вентилуються.

Виробничі приміщення обладнуються системою протипожежної автоматики відповідно до державних будівельних норм та *«Переліку однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню автоматичними установками пожежогасіння та сигналізації»*.

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

До роботи у вибухонебезпечних та пожежонебезпечних зонах допускаються особи, які пройшли спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки відповідно до НАПБ Б.02.005. Порядок організації навчання визначається НАПБ Б.06.001.

Експлуатаційні свердловини повинні бути загороджені. По периметру загородження повинні бути оснащені знаками безпеки **"Вхід заборонений"** та **"Палити заборонено"**.

В закритих приміщеннях, де можливе виділення у повітря газу і пилу, а також у випадку зміни технологічних процесів необхідно здійснювати постійний контроль повітря. Дані про стан повітря повинні фіксуватися на робочому місці і передаватися на диспетчерський пункт одночасно з передачею основних технологічних параметрів роботи об'єкту.

Для вибухопожежонебезпечних технологічних схем і обладнання, трубопроводи яких в процесі експлуатації піддаються вібрації, в проекті необхідно передбачити засоби щодо її зниження, виключення можливості значного (аварійного) переміщення, зсуву, руйнування обладнання і розгерметизації систем.

Під час запуску в роботу чи зупинці обладнання (апаратів, ділянок трубопроводів і т.п.) повинні передбачуватись заходи щодо запобігання утворення в технологічній схемі вибухонебезпечних сумішей (продування інертним газом, контроль за ефективністю продувки і т.п.), а також пробок в результаті гідратуутворення чи замерзання рідини.

На металічних частинах обладнання, які можуть бути під напругою, повинні бути конструктивно передбачені видимі елементи для з'єднання захисного заземлення. Поряд з цим елементом вказується знак **"Заземлення"**.

Вогневі і газонебезпечні роботи на об'єктах, спорудах і комунікаціях ПСГ повинні виконуватися згідно з вимогами НАОП 1.1.23–1.03, НАОП 1.1.21–1.01.

7.6 ФОНТАННА БЕЗПЕКА

Фонтанна безпека забезпечується виконанням правил експлуатації ПСГ і свердловин згідно з Технічним проектом створення та експлуатації ПСГ, Проектом на будівництво свердловин

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

на ПСГ, Проектом обладнання ПСГ, Технологічним проектом експлуатації ПСГ, Технологічним регламентом експлуатації ПСГ, проведенням планових контрольних досліджень за станом ПСГ і свердловин та своєчасним виконанням відновлювальних і аварійних робіт на свердловинах.

Вимоги фонтанної безпеки в процесі експлуатації свердловин.

Гирла свердловин повинні бути обладнані відповідно до схем, які є складовою частиною проекту створення ПСГ.

Усі зміни обв'язки гирла свердловини повинні бути погоджені з проектною організацією, ДП "ЛКВО", місцевим органом Держгірпромнагляду України і затверджено в УМГ.

Геолого-технічною службою ПСГ повинен складатися, узгоджуватися з місцевими органами Держгірпромнагляду України та ДП «ЛКВО» і затверджуватися керівництвом УМГ план-графік обстежень свердловин, установлений термін експлуатації яких закінчився.

Вимірювання статичного тиску у трубному ($P_{тр}$), затрубному ($P_{зам}$) та міжколонному ($P_{мк}$) просторах необхідно виконувати за допомогою самописних або зразкових манометрів з необхідними межами вимірювань. Дослідження починати з реєстрації існуючого фона тиску без штучного внесення змін. Для отримання надійних результатів виміри статичних тисків повинні проводитись до повної стабілізації тиску.

Опресування міжколонного простору для визначення його герметичності необхідно проводити повітрям, інертним газом або газом, що подається із трубного або затрубного простору свердловини. Тиск опресування МКП за відсутності МКТ не повинен перевищувати 60% від тиску опресування МКП після монтажу колонної головки. Для свердловин з МКТ опресування визначається геологічною службою УМГ і узгоджується з ДП "ЛКВО".

Опресування міжпакерного простору колонної головки необхідно проводити за окремим планом, узгодженим з ДП "ЛКВО" і затвердженим УМГ, ДАТ на тиск, визначений технологічною службою ПСГ і погоджений з ДП "ЛКВО".

Акустичний контроль цементування необхідно використовувати для оцінки стану контакту цементного каменю з експлуатаційною

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

колоною, гірськими породами і з технічною колоною, якщо вона є. За результатами АКЦ визначаються інтервали порушень цього контакту, які слід розглядати як місця можливого порушення герметичності за колонного простору.

За результатами комплексу досліджень повинен складатися та затверджуватися керівництвом УМГ багатосторонній акт за участю представників організації-проектанта ПСГ, Держгірпромнагляду України і ДП "ЛІКВО", в якому повинні бути відображені геолого-технічні дані свердловини, результати досліджень і висновки щодо подальшої експлуатації свердловини.

Якщо причиною МКТ є порушення герметичності колонної головки, свердловина вводиться в експлуатацію після проведення робіт з відновлення герметичності ущільнень колонної головки згідно плану робіт. Після ремонту колонної головки необхідно щодаки протягом місяця, після введення свердловини в експлуатацію, робити контрольні вимірювання МКТ.

Якщо значення МКТ плюс 10 кгс/см^2 перевищує гідростатичний тиск на рівні башмака зовнішньої колони, але воно менше ніж значення тиску гідророзриву пласта на тому самому рівні, а значення дебіту постійного припливу газу менше ніж $100 \text{ нм}^3/\text{добу}$, то необхідно проводити профілактичні роботи, які забезпечать нормальну роботу свердловини.

Після одержання позитивних результатів, свердловина вводиться в експлуатацію.

Одержання негативних результатів після 1–3 заходів щодо відновлення герметичності нарізних з'єднань обсадних колон є підставою для переведення свердловини на пакерну схему експлуатації із заповненням надпакерного простору відповідною рідиною.

Якщо значення МКТ перевищує значення тиску гідророзриву пласта на рівні башмака зовнішньої колони, а дебіт постійного припливу газу перевищує $100 \text{ нм}^3/\text{добу}$, то перехід на пакерну схему експлуатації обов'язковий.

Вимоги фонтанної безпеки під час виявлення газопроявлень.

Причини газопроявлення під час ремонту свердловин зумовлюються:

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

– недостатньою густиною рідини для глушіння через помилки під час визначення поточних значень пластових тисків і недостатнім контролем за їх значенням у процесі експлуатації ПСГ або відхиленнями фактичної її густини від проектної;

– несвоєчасним і неякісним доливанням свердловини в процесі підйому;

– виникненням поглинання;

перетіканням рідини для глушіння у трубному та затрубному просторах внаслідок різниці значень густин і висот її стовпів.

Газопроявлення виявляють за прямими та непрямими ознаками.

Прямі ознаки вказують на надходження газу з продуктивного горизонту у стовбур свердловини, а *непрямі ознаки* сигналізують про можливість газопроявлення.

Ознаки газопроявлення під час ремонту свердловин:

збільшення об'єму рідини для глушіння в приймальних ємностях;

– збільшення витрати (швидкості руху) вихідного потоку зі свердловини за незмінної продуктивності насосів;

переливання рідини для глушення зі свердловини після припинення (за відсутності) циркуляції або руху труб під час СПО;

– зменшення об'єму рідини для глушення, що доливається у свердловину в процесі підйому ліфтової колони (бурильної колони), у порівнянні із розрахунковим об'ємом;

– збільшення об'єму рідини для глушення, що надходить зі свердловини в процесі спуску ліфтової колони (бурильної колони), у порівнянні з розрахунковим об'ємом;

– зростання вмісту газу в промивальній рідині.

Непрямі ознаки:

– зміна параметрів рідини для глушення ;

– зменшення тиску у маніфольді бурових насосів;

– збільшення ваги ліфтових труб (бурильних труб).

Дії бригади КРС під час виявлення газопроявлення повинні відповідати вимогам «Інструкції з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлень та відкритих нафтових і газових фонтанів».

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

Бурильник, отримавши інформацію про ознаки газопроявлення, повинен сповістити про це всіх членів вахти звуковим або світловим сигналом і вжити заходи щодо герметизації гирла свердловини.

Після герметизації гирла свердловини необхідно постійно контролювати тиск у затрубному просторі. Забороняється допускати зростання тиску понад 80% від тиску опресування колони. У випадку зростання тиску в затрубному просторі вище вказаного значення свердловину необхідно розрядити у факельний "амбар" з інтенсивністю від 1,0 до 4,0 кг/см² за 1 хвилину.

Вимоги фонтанної безпеки під час обслуговування та ремонту свердловин.

Бригада КРС під час проведення капітального ремонту свердловини, газифонтанонебезпечних робіт повинна бути забезпечена надійним двостороннім радіо- або телефонним зв'язком з цехом КРС чи ВУ ПЗГ.

В усіх випадках, коли виникає необхідність перервати процес КРС з причини вимушеного простою або ремонту наземного обладнання, бурильний інструмент або ліфтові труби повинні бути спущені до максимально можливої глибини. Колона труб повинна бути підвішена на талевій системі так, щоб муфта верхньої труби знаходилась від 0,5 до 0,8м вище ротора. Гальмо лебідки повинно бути надійно закріплене. На верхню трубу необхідно накрутити кульовий кран.

Превентор із трубними плашками, кульовий кран та кінцеві засувки на відведеннях з хрестовини фонтанної арматури повинні бути закриті.

Якщо гирло свердловини обладнане перфозасувкою, то труби, що знаходяться у свердловині, повинні бути підвішені на конусі у сідлі котушки. Перфораційна засувка повинна бути закрыта, на неї встановлена аварійна планшайба із засувкою. Планшайба закріплена, засувка на планшайбі закрыта.

Освоєння свердловин після КРС повинно проводитись відповідно до затвердженого плану робіт. На освоєння свердловини після КРС необхідно одержати дозвіл районного інженера протифонтанної служби. Перед освоєнням після КРС свердловина повинна бути обв'язана згідно із затвердженою схемою.

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

Перед установленням у зібраному вигляді на гирло фонтанна арматура у зібраному вигляді повинна бути опресована на робочий тиск, вказаний у паспорті. Після установлення на гирло фонтанна арматура, вище закритої корінної засувки вона повинна бути опресована на тиск опресування обсадної колони, а нижче корінної засувки – на тиск, що на 10% перевищує максимальний тиск, можливий під час експлуатації або до поглинання, якщо воно виникло до досягнення величини вказаного тиску опресування. Результати опресування оформляються актом. Освоєння, перехід на воду проводити по затрубному простору (зворотною промивкою).

Корінна стовбурова засувка фонтанної арматури повинна мати дистанційне управління, штурвал якого повинен знаходитися на відстані не менше ніж 10м від гирла свердловини у пересувній металевій будці або під навісом, який має бути виготовлений з дощок завтовшки не менше ніж 50мм, з металевим облицюванням завтовшки 2мм, або з металевого листа завтовшки не менше ніж 5мм і стінкою, поверненою в бік свердловини. *На стінці перед штурвалом водостійкою фарбою повинні бути нанесені: стрілка, що вказує напрям обертання штурвала на закриття, цифра, що вказує кількість обертів штурвала до повного розкриття, мітка, суміщення якої з міткою на валу штурвала відповідає повному закриттю засувки.*

Після ремонту колонної головки проводиться опресування:

– міжпакерного простору закачуванням мастила типу Арматол-238 на тиск, що визначений у плані робіт;

– пакерного ущільнення спільно з верхньою частиною експлуатаційної колони за допомогою гирлового пакера на тиск, що не перевищує 80% від тиску попереднього опресування, але не нижчий 1,1 максимального тиску на гирлі, що передбачається під час експлуатації свердловини;

– міжколонного простору на тиск, що визначений у плані робіт. Результати опресувань оформлюються актами.

Вимоги фонтанної безпеки під час ліквідації аварійних пропусків газу.

Під час пропусків газу через сальникове ущільнення шпинделя засувки фонтанної арматури:

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

Досконало вивчити будову засувки. Якщо конструкція засувки дозволяє заміну сальникового ущільнення шпінделя проводити за наявності тиску у корпусі засувки (на шпінделі є виступаюча поверхня, яка під час контакту із внутрішнім запличиком кришки перекриває доступ газу у сальникове ущільнення), то порядок виконання операцій наступний:

- закрити засувку повністю до контакту шибера з корпусом і поки штурвал не перестане крутитися;
- викрутити стопорні гвинти з кришки підшипників;
- відкрутити кришку підшипників на 4 оберти (не більше);
- продовжити крутити штурвал на закриття, щоб шпіндель, рухаючись у зворотному напрямку, увійшов у контакт з внутрішнім запличиком кришки корпусу засувки, при цьому штурвал перестане крутитися;
- повернути штурвал на 1/3 оберту в зворотному напрямку (на відкриття);
- різко повернути штурвал у сторону закриття до відмови обертання;
- викрутити розрядну пробку на один оберт і т. д.

Під час пропусків газу через сальникове ущільнення інших засувок:

- ізолювати дефектну засувку;
- скинути тиск із корпусу дефектної засувки;
- поміняти сальникове ущільнення.

Під час пропусків газу через фланцеве з'єднання планшайби з хрестовиною фонтанної арматури або через фланцеве з'єднання планшайби з корінною засувкою:

- викликати на свердловину пожежний автомобіль;
- викликати на свердловину представника ДП "ЛКВО";
- визначити напрямок вітру;
- підготувати первинні засоби пожежогасіння та інструмент, в процесі роботи з яким не виникає іскра. За відсутності такого, використати сталевий, повністю покривши його мастилом. Під час докріплення шпильок фланцевих з'єднань використовувати молоти із бронзи або трубчасті важелі. Використання сталевих молотів категорично забороняється;
- визначити основних виконавців робіт, страхуючу ланку та ін.

Під час пропусків газу через інші фланцеві з'єднання:

- дефектну ділянку ізолювати, перекривши засувки;
- зняти тиск з дефектної ділянки;
- докріпити фланцеві з'єднання;
- якщо після цього не буде досягнуто герметичності, необхідно визначити дефектні елементи гирлового обладнання та поміняти їх.

Дії персоналу під час пропусків газу через фланцеве з'єднання планшайби з хрестовиною фонтанної арматури або через фланцеве з'єднання планшайби з корінною засувкою:

- викликати на свердловину пожежну команду та особовий склад ДП "ЛКВО";
- організувати зрошення гирла свердловини;
- підготувати необхідний інструмент;
- визначити основних виконавців робіт та страхуючу ланку;
- визначити шляхи підходу до гирла свердловини (за вітром);
- знизити тиск на гирлі свердловини, пустивши її роботу на факельний "амбар";
- дозакріпити фланцеві з'єднання.

У тому разі, коли неможливо усунути пропуски газу дозакріпленням фланцевих з'єднань, пропуски газу слід ліквідувати за окремим планом робіт, який погоджується з ДП "Воєнізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба "ЛКВО" нафтогазової промисловості" і затверджується УМГ, ДАТ.

Якщо свердловину не вдається заглушити промивальною рідиною, необхідно організувати додаткове зрошення гирла подачею води шлейфовими лініями.

Організувати огороження небезпечної зони навколо свердловини. На шляхах можливого під'їзду чи підходу до свердловини виставити пости.

Під час пропусків газу через інші фланцеві з'єднання роботи проводити за окремим планом робіт:

- викликати на свердловину пожежну команду та особовий склад ДП "Воєнізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба "ЛКВО" нафтогазової промисловості";
- організувати зрошення гирла свердловини;
- підготувати необхідний інструмент;
- визначити основних виконавців робіт та страхуючу ланку;

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

- визначити шляхи підходу до гирла свердловини (за вітром);
- дефектну ділянку ізолювати, перекривши засувки;
- зняти тиск з дефектної ділянки;
- дозакріпити фланцеві з'єднання;
- якщо після цього не буде досягнуто герметичності, то необхідно визначити дефектні елементи гирлового обладнання та замінити їх.

7.7 ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ

Основними вимогами охорони довкілля та раціонального використання ресурсів під час підземного зберігання газу є:

- дотримання норм і правил з охорони, раціонального використання та відтворення природних ресурсів, а також встановлених лімітів скидів та розміщення відходів;
- розробка і впровадження поточних та перспективних природоохоронних заходів, в тому числі заходів щодо запобігання небезпечних ситуацій техногенного та природного походження, а також ліквідації їхніх шкідливих екологічних наслідків;
- забезпечення повного та комплексного геологічного вивчення надр;
- дотримання встановленого порядку надання надр в користування та недопущення самовільного користування надрами, відповідно до законодавства України про надра;
- попередження необґрунтованої та самовільної забудови площ, на яких розташовані свердловини, об'єкти промислового обладнання, комунікації, споруди та інше, що входять в санітарно-захисну охоронну зони ПСГ та дотримання встановленого порядку використання цих площ з іншою метою;
- забезпечення дотримання відповідного санітарного стану на території, де розташований об'єкт і попередження винесення через дощові каналізаційні мережі сміття, продуктів ерозії ґрунтів, сировини та відходів виробництва;
- проведення в складі планово-попереджувальних ремонтів та планових обстежень, еколого-технологічних випробувань тепломеханічного обладнання з визначенням кількісного та якісного складу викидів до та після ремонту;

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

– приведення у стан, який гарантує безпеку людей, майна, навколишнього природного середовища і свердловин шляхом проведення ізоляційно-ліквідаційних робіт відповідно до діючих технічних правил, інструкцій та положень;

– запобігання перетіканню газу з покладу у пористі пласти, що залягають вище, розтіканню газу в пласті за межі гірничого відводу і випускання газу в атмосферу з обладнання і комунікацій, забрудненню приповерхневих горизонтів та території глинистим розчином, рідким паливом, мастилами, кислотами та іншими шкідливими речовинами;

– газонасичені та водоносні пласти, розкриті свердловинами, надійно ізолюються один від одного високоякісним цементуванням обсадних колон або іншими засобами;

– експлуатація підземних сховищ газу проводиться у режимі, який виключає розкриття тріщин у пласті-покришці, руйнування скелету порід пласта-колектора і цементного каменю у за колонному кільцевому просторі свердловин;

– організація повернення попутних пластових вод, отриманих під час відбирання газу з ПСГ і які не підлягають очищенню існуючими методами, у глибокі підземні водоносні горизонти, що не містять прісних вод, допускається у порядку, встановленому природоохоронним законодавством України;

Під час експлуатації ПСГ за змінних термобаричних умов охорона надр і навколишнього середовища спрямована на запобігання порушень герметичності пласта-покрівлі і свердловин, перетікання газу крізь пласт-покрівлю у вищезалягаючі пористі пласти, розтікання газу по пласту-колектору за межі проектного ГВК (гірничого відводу) та випускання газу в атмосферу з обладнання і комунікацій.

Керівник газосховища повинен здійснювати заходи щодо максимального зменшення випусків газу із забруднюючими речовинами у навколишнє середовище.

ПИТАННЯ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ЗНАНЬ ТА ОБГОВОРЕННЯ

1. Яку документацію необхідно оформити для експлуатації ПСГ?

2. Із яких етапів складається створення і експлуатація ПСГ?

Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

3. Які задачі вирішує етап дослідно-промислової експлуатації ПСГ?

4. Які питання експлуатації ПСГ визначаються технічним та технологічним проектами?

5. В який термін проводяться учбово-тренувальні заняття і учбові тривоги з можливих аварійних ситуацій і аварій?

6. Яке технічне устаткування та облаштування включає технологічний комплекс підземного сховища природного газу?

7. Згідно з якою технічною документацією здійснюється експлуатація штучного газового покладу?

8. Які технологічні параметри постійно контролюються у процесі закачування та відбирання газу?

9. Як і в які терміни проводиться облік кількості вилученої на поверхню пластової і конденсаційної води?

10.3 якою метою і згідно якого регламенту проводяться газодинамічні дослідження експлуатаційних свердловин?

11. Якою службою і в які терміни за програмою досліджень проводяться вимірювання та розрахунки втрат і змін тиску та інших параметрів?

12. Яка основна задача об'єктивного моніторингу експлуатації ПСГ?

13. Які методи застосовуються для здійснення об'єктивного моніторингу на ПСГ?

14. Назвіть загальні вимоги безпеки при експлуатації ПСГ.

15. Яких правил пожежної безпеки повинні дотримуватись при експлуатації ПСГ?

16. Назвіть основні вимоги фонтанної безпеки в процесі експлуатації ПСГ.

17. Які основні причини газопроявлення під час ремонту свердловин?

18. Які вимоги фонтанної безпеки під час обслуговування та ремонту свердловин?

19. Які вимоги фонтанної безпеки під час ліквідації аварійних пропусків газу?

20. Основні вимоги охорони довкілля та раціонального використання ресурсів під час підземного зберігання газу.