МІНІСТЕРСТВО ЕКОНОМІКИ УКРАЇНИ

НАКАЗ

27.04.2023 № 2610

Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
02 червня 2023 р.
за № 928/39984

Про затвердження Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості

{Із змінами, внесеними згідно з Наказом Міністерства економіки
№ 5122 від 08.06.2023}

Відповідно до статті 28 Закону України «Про охорону праці», пункту 9 Положення про Міністерство економіки України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 20 серпня 2014 року № 459 (у редакції постанови Кабінету Міністрів України від 17 лютого 2021 року № 124), **НАКАЗУЮ:**

1. Затвердити Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості, що додаються.

2. Визнати таким, що втратив чинність, наказ Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 06 травня 2008 року № 95 «Про затвердження Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості України», зареєстрований у Міністерстві юстиції України 02 червня 2008 року за № 497/15188.

3. Департаменту праці та зайнятості забезпечити подання цього наказу на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України.

4. Цей наказ набирає чинності з дня його офіційного опублікування.

5. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра економіки України згідно з розподілом обов’язків.

Виконувач обов'язків
Міністра економіки України **Т. Качка**

ПОГОДЖЕНО:

Уповноважений Верховної Ради України
з прав людини Д. Лубінець

Міністр Внутрішніх справ України І. Клименко

Перший заступник
Міністра енергетики України Ю. Власенко

Міністр охорони здоров'я України В. Ляшко

Голова Державної
регуляторної служби України О. Кучер

Голова правління Пенсійного фонду України Є. Капінус

Голова Державної служби України
з надзвичайних ситуацій С. Крук

Виконуючий обов'язки Голови
Державної інспекції ядерного
регулювання України -
Головного державного інспектора
з ядерної та радіаційної безпеки України О. Коріков

Голова Державної служби України
з питань праці І. Дегнера

Голова Спільного представницького органу
об'єднань профспілок Г. Осовий

Керівник Секретаріату
Спільного представницького органу
сторони роботодавців на національному рівні Р. Іллічов

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства
економіки України
27 квітня 2023 року № 2610

Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
02 червня 2023 р.
за № 928/39984

ПРАВИЛА
безпеки в нафтогазодобувній промисловості

I. Загальні положення

1. Ці Правила поширюються на суб'єктів господарювання незалежно від форми власності та організаційно-правової форми, діяльність яких пов'язана з проєктуванням, спорудженням, експлуатацією, ремонтом та реконструкцією об'єктів нафтогазодобувної промисловості, а також на спеціалізовані організації, що здійснюють геофізичні, науково-дослідні, проєктно-конструкторські, будівельно-монтажні, пусконалагоджувальні і діагностичні роботи та ліквідацію аварій на нафтогазодобувних підприємствах.

2. Правила встановлюють вимоги безпеки під час проєктування, буріння, спорудження та експлуатації, капітального ремонту та досліджень нафтових, газових та інших пов'язаних з видобуванням нафти і газу свердловин, систем промислового та міжпромислового збору нафти і газу, підготовки нафти і газу до транспортування магістральними трубопроводами, а також вимоги до технологічного устаткування об'єктів нафтогазодобувної промисловості.

3. Вимоги розділів IV, V (крім пункту 6.9), глав 1, 2, 3, 9, 11, 12 (крім пунктів 12.4 та абзацу двадцять третього пункту 12.7), 13 (крім абзацу шостого підпункту 13.1.3, підпунктів 13.1.4, 13.1.6, 13.1.8 пункту 13.1, пункту 13.3, підпунктів 13.4.7, 13.4.8 пункту 13.4, підпункту 13.5.5 пункту 13.5, пункту 13.7 та вимог до об'єктів, які не належать до УПГ) розділу VI та розділу VII цих Правил поширюються на підземні сховища газу.

4. Газопроводи з робочим тиском до 1,2 МПа, що призначені для зовнішнього постачання газу від газорозподільних організацій на власні потреби нафтогазодобувних підприємств, експлуатуються згідно з вимогами Правил безпеки систем газопостачання, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 15 травня 2015 року № 285, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 08 червня 2015 року за № 674/27119, ДБН В.2.5-39:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі», затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку та будівництва України від 09 грудня 2008 року № 568, та ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання», затверджених наказом Міністерства регіонального

розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 15 листопада 2018 року № 305.

Газопроводи та ємності зберігання з робочим тиском до 1,2 МПа, що призначені для використання газу на власні потреби нафтогазодобувними виробництвами (підприємствами), експлуатуються згідно з умовами технологічних регламентів нафтогазодобувних виробництв (підприємств).

5. Виконання робіт в акваторіях Чорного та Азовського морів, пов'язаних із розвідуванням (пошуково-розвідувальне буріння, пробна експлуатація, геологічні дослідження, консервування і ліквідування свердловин) та розробленням родовищ нафти і газу (спрямоване та повторне буріння, добування нафти і природного газу, експлуатування, ремонт і дослідження нафтових і газових та інших пов'язаних з видобуванням нафти і газу свердловин, експлуатацією, КРС, ремонтом та реконструкцією морських нафтогазових об'єктів та об'єктів нафтогазодобувних підприємств, промислового збору нафти і газу, підготовки нафти і газу до транспортування), транспортуванням газу магістральними трубопроводами, здійснюється відповідно до вимог Правил безпеки під час виконання робіт з розвідування та розроблення родовищ нафти і газу в акваторіях Чорного та Азовського морів, затверджених наказом Міністерства надзвичайних ситуацій України від 14 грудня 2012 року № 1423, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 08 січня 2013 року за № 76/22608.

II. Визначення термінів

1. У цих Правилах терміни вживаються в таких значеннях:

агресивні пластові флюїди - рідкі або газоподібні речовини, переважно вода, нафта, природний газ, газоконденсат або їх суміш, які містяться в продуктивному колекторі і вміщують агресивні компоненти (сірководень, вуглекислий газ, жирні кислоти тощо);

аномально високий пластовий тиск - величина пластового тиску, що не менше ніж на 30 % перевищує умовний гідростатичний тиск стовпа рідини, густиною 1000 кг/м^3, який за висотою рівний глибині залягання пласта в точці вимірювання;

аномально низький пластовий тиск - величина пластового тиску, що не більше ніж на 10 % менший за умовний гідростатичний тиск стовпа рідини, густиною 1000 кг/м^3, який за висотою рівний глибині залягання пласта в точці вимірювання;

буріння - процес утворення гірничої виробки, переважно круглого перерізу, шляхом руйнування порід бурильним інструментом з видаленням продуктів руйнування;

бурова установка - комплекс бурового обладнання і споруд, призначених для буріння свердловин;

буферна зона - зона між промисловим об'єктом, що добуває, транспортує або переробляє продукцію із сірководнем, та житловими спорудами, розмір якої виключає можливість перевищення на її межах встановлених законодавством значень токсичних доз шкідливих речовин у приземному шарі атмосферного повітря;

влаштування свердловини - комплекс робіт, починаючи з підготовки майданчика під бурову установку з подальшим бурінням свердловини, її кріпленням, обв'язкою фонтанної

арматури, прокладанням необхідних інженерних лінійних комунікацій для транспортування вуглеводневої суміші в місця підготовки продукції (установки комплексної підготовки газу, установки попередньої підготовки газу, установки підготовки нафти і газу, установки підготовки газу, замірно-сепараційні установки, пропанові холодильні установки, газозбірні пункти), викликом припливу вуглеводнів і закінчуючи демонтажем та демобілізацією бурового устаткування, прокладанням необхідних комунікацій, будівництвом та експлуатацією обладнання, необхідного для підготовки та/або транспортування товарної продукції, і рекультивацією земельної ділянки. Роботи з капітального ремонту свердловин відносяться до влаштування;

вантажопідіймальність бурової вишки (щогли) - величина параметра «Допустиме навантаження на гаку» у поєднанні з навантаженнями на ходовому і нерухомому кінцях каната;

гідрати - тверді кристалічні сполуки вуглеводнів з водою, що можуть за сприятливих термобаричних умов утворюватися в експлуатаційних колонах, фонтанних арматурах, насосно-компресорних трубах, газопроводах, підземних сховищах газу та технологічних апаратах УКПГ і перекривати вільний переріз обладнання;

загальна факельна система - система, що обслуговує всі виробництва або групу виробництв, технологічних установок, свердловин та інші джерела газів, не зв'язаних в одну технологічну лінію і в які можуть направлятись аварійні та технологічні (постійні, періодичні та продувальні) викиди за умови неперевищення тиску для аварійних викидів;

капітальний ремонт свердловин - роботи, пов'язані зі зміною об'єкта експлуатації свердловин; із кріпленням сипких колекторів; відновленням герметичності обсадної колони і ліквідацією її деформації; з бурінням другого стовбура; з інтенсифікацією припливу вуглеводнів; з обмеженням припливу пластових, закачуваних вод; з ловильними та іншими роботами з підземним обладнанням; з консервацією, розконсервацією і ліквідацією свердловин;

мобільна компресорна станція - пересувний комплекс споруд, обладнання та устаткування, призначений для запобігання викиду (скидання) газу в навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазодобувної промисловості шляхом його транспортування (перекачування);

наряд-допуск на виконання робіт підвищеної небезпеки - складене на спеціальному бланку (на паперовому або електронному носії) завдання на безпечне проведення роботи, що визначає її зміст, місце, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, що відповідають за безпечне виконання робіт;

нормальний пластовий тиск - пластовий тиск, який дорівнює гідростатичному тиску води густиною 1000 кг/м^3 від покрівлі пласта до поверхні землі по вертикалі. Аномальні пластові тиски характеризуються будь-яким відхиленням від нормального;

об'єкт нафтогазодобувної промисловості - територія, позначена (огороджена) у межах відведеної земельної ділянки, з розташованими на ній виробничими, складськими та адміністративно-побутовими будинками, спорудами, відкритими технологічними площадками та технологічним обладнанням і підземними комунікаціями, що з'єднують вищевказані території;

об’єкти нафтогазодобування - об’єкти, призначені для геологічного вивчення, у тому числі дослідно-промислової розробки та видобування вуглеводнів. До об’єктів нафтогазодобування належать: нафтові та газові свердловини, майданчики розташування обладнання влаштування свердловин, лінії електропередачі та під’їзні шляхи до свердловин, газопроводи-шлейфи, підключення свердловин до УПГ, УКПГ, УПГ, УППГ, УКПН, ТДПУППВ, дотискувальні КС, промислові лінії електропередачі, під’їзні, внутрішньопромислові шляхи та інші об’єкти, пов’язані з експлуатацією об’єктів нафтогазодобування;

облаштування родовища - комплекс проєктних, вишукувальних, будівельних та інших робіт, які необхідно провести для введення родовища в промислову (дослідно-промислову) розробку або робіт з будівництва, капітального ремонту, реконструкції і технічного переоснащення на діючих (облаштованих) родовищах;

окрема факельна система - система, яка обслуговує одне виробництво, один цех, одну технологічну установку, один склад або кілька технологічних блоків, які пов’язані єдиною технологією в одну технологічну ланку, і може зупинятись одночасно (є одним джерелом скиду);

охоронна зона нафтогазодобувних об’єктів - територія, прилегла до об’єктів нафтогазодобувної промисловості (ділянки землі, водойми, річки, лісу тощо), обмежена умовними лініями уздовж наземних, надземних і підземних споруд по їх периметру на визначеній відстані, на якій обмежується провадження господарської та іншої діяльності;

парціальний тиск сірководню - добуток об’ємного вмісту (частки від загального обсягу газової фази) сірководню на загальний тиск газу в системі;

продувний газ - газ, що направляється в систему для запобігання потраплянню в неї повітря та утворенню вибухонебезпечної суміші;

поточний ремонт свердловин - роботи, пов’язані з переведенням свердловин з одного способу експлуатації на інший, із забезпеченням заданого технологічного режиму роботи підземного експлуатаційного обладнання, зміною режимів роботи і заміною цього обладнання, очищенням стовбура свердловини і насосно-компресорних труб від піску, парафіну і солей, плановою ревізією насосно-компресорних труб;

процес технологічний - сукупність фізико-хімічних перетворень речовин і змін значень параметрів матеріального середовища, які проводяться з певною метою в апараті (системі взаємопов’язаних апаратів, агрегаті, машині тощо);

робоча зона - уся дільниця, призначена для розміщення постійних та тимчасових робочих місць, розміщення обладнання, пов’язаного з безпосередніми та допоміжними роботами, установок, що використовуються для добування корисних копалин підземним або відкритим способом, зокрема розкривних чи інших відвалів та/або для добування корисних копалин через свердловини, а також приміщення, до яких працівники мають доступ у процесі роботи;

робоче місце - місце (приміщення), на якому (у якому) працівник постійно чи тимчасово перебуває в процесі трудової діяльності і яке визначене, зокрема, на підставі трудового договору (контракту);

свердловина - спеціально обладнана гірнича виробка (разом з комплексом технологічного обладнання влаштування свердловини) у земній корі круглого перерізу з великим співвідношенням глибини до діаметра, яка створюється послідовним руйнуванням (бурінням) гірничих порід, видаленням зруйнованої породи і за необхідності кріпленням стінок свердловини;

скиди - горючі гази і пари, що виділяють технологічні установки, які не можуть бути використані безпосередньо у відповідній технології;

спеціальна факельна система - система, що призначена для спалювання газу і парів природного газу, які за своїми властивостями або параметрами не можуть направлятись до загальної або окремої факельної системи, оскільки містять речовини, схильні до розпаду з виділенням тепла, полімерні продукти, агресивні речовини, механічні домішки, що можуть знизити пропускну здатність колекторів, продукти, здатні до реакції з іншими речовинами, що направляються в факельну систему, продукти із вмістом сірководню більше ніж 8 % за умови, що тиск в технологічній установці не може забезпечити викидання в загальну або окрему факельну систему;

технологічний регламент - основний технічний документ, що визначає технологію, режим, порядок проведення операцій технологічного процесу, показники якості продукції та безпечні умови роботи;

ускладнення - порушення безперервності технологічного процесу за дотримання вимог робочого проєкту і правил ведення бурових робіт, спричинені явищами гірничо-геологічного характеру;

установка збору і підготовки вуглеводнів (УКПГ, УКПН, УПГ, УППГ, УПН, ЗСУ, ТЗСУ, ТДПУППВ) - комплекс технологічного обладнання та допоміжних систем, що забезпечують збір та промислову підготовку нафти, природного газу, газового конденсату;

установка уловлювання газу - комплекс споруд, обладнання та устаткування для запобігання викиду (скидання) газу в навколишнє природне середовище під час виконання ремонтних та регламентних робіт на об’єктах нафтогазодобувної промисловості шляхом його акумулювання, зокрема, за допомогою мобільних компресорних станцій;

факел - потік розпечених газів та незгорілих твердих частинок (зазвичай сажі), який утворюється в разі запалювання будь-якої займистої суміші чи матеріалу за умови вільного доступу в зону горіння потрібної кількості повітря (без перемішування);

факельна система - система закритого або відкритого типу, що призначена для викидання і подальшого спалювання горючих газів / парів горючих газів під час аварійних ситуацій у процесі збору, підготовки та компримування газу, зупинки об’єктів нафтогазового комплексу, періодичного викидання природного газу і продування технологічного обладнання.

2. Терміни «газ», «дослідно-промислова розробка родовища нафти і газу», «нафта», «поклад нафти і газу», «промислова розробка родовища нафти і газу», «родовище нафти і газу», «розробка родовища нафти і газу» вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про нафту і газ».

3. Терміни «спеціалізована аварійно-рятувальна служба», «аварія», «надзвичайна ситуація», «ліквідація наслідків надзвичайної ситуації» вживаються у значенні, наведеному в Кодексі цивільного захисту України.

Терміни «промислові трубопроводи», «внутрішньопромислові трубопроводи», «технологічні трубопроводи», «магістральні трубопроводи» вживаються у значеннях, наведених у Законах України «Про трубопровідний транспорт» і «Про ринок природного газу».

Терміни «ідентифікація об'єктів підвищеної небезпеки», «об'єкт підвищеної небезпеки», «план локалізації і ліквідації аварій та їх наслідків», «політика запобігання аваріям на об'єкті підвищеної небезпеки», «план реагування на надзвичайні ситуації, що можуть виникнути на об'єктах підвищеної небезпеки 1 класу» вживаються у значеннях, наведених у ЗаконіУкраїни «Про об'єкти підвищеної небезпеки».

III. Позначення та скорочення

1. У цих Правилах вживаються такі скорочення:

АВПТ - аномально високий пластовий тиск;

АДП - агрегат для депарафінізації пересувний;

БДТ - безмуфтова довгомірна труба;

ВМ - вибухові матеріали;

ВПК - випробувач пластів на кабелі;

ГДВ - гранично допустимі викиди;

ГДК - гранично допустима концентрація;

ГНВП - газонафтоводопрояв;

ГТН - геолого-технічний наряд;

ГТУ - групова технологічна установка;

ДІВ - джерела іонізуючого випромінювання;

ЕВН - електровідцентровий насос;

ЕПМ - електропідривна мережа;

ЗІ - засоби ініціювання;

ЗІЗ - засоби індивідуального захисту;

ЗСУ - замірна сепараційна установка;

КВП - контрольно-вимірювальні прилади;

КВПіА - контрольно-вимірювальні прилади і автоматика;

КРС - капітальний ремонт свердловин;

КС - компресорна станція;

ЛЕП - лінії електропередачі;

МКС - мобільна компресорна станція;

НКГВ - нижня концентраційна границя вибуховості;

НКТ - насосно-компресорні труби;

НС - насосна станція;

ОБТ - обважнені бурильні труби;

ОП - обладнання противикидне;

ПАР - поверхнево-активні речовини;

ПЛЛА - план локалізації і ліквідації аварій та їх наслідків;

ППА - прострільно-підривна апаратура;

ППР - прострільно-підривні роботи;

ПГР - промислово-геофізичні роботи;

ПЗР - планово-запобіжний ремонт;

ПКР - пневматичні клини ротора;

РВС - резервуар вертикальний сталевий;

СВП - система верхнього приводу;

СКР - сульфідно-корозійне розтріскування металу;

СПО - спуско-підіймальні операції;

ТБТ - тяжкі бурильні труби (HWDP);

ТДПУППВ - тимчасова дослідно-промислова установка попередньої підготовки вуглеводнів;

ТЗСУ - тимчасова замірна сепараційна установка;

ТПДПП - техногенно-підсилені джерела іонізуючого випромінювання природного походження;

УКПГ - установка комплексної підготовки газу;

УКПН - установка комплексної підготовки нафти;

УПГ - установка підготовки газу;

УПН - установка підготовки нафти;

УПП - установка парогенераторна пересувна;

УППГ - установка попередньої підготовки газу;

УУГ - установка уловлювання газу;

ФА - фонтанна арматура;

ЦС - циркуляційна система.

2. У цих Правилах вживаються такі позначення:

$Р_{роб}$ - тиск робочий;

$Р_{пл}$ - тиск пластовий;

$Р_{гідр}$ - тиск гідростатичний;

профіль Х - металевий профіль формою навхрест;

профіль XN - металевий профіль формою навхрест та N-подібний.

IV. Загальні вимоги

1. Загальні організаційно-технічні вимоги

1.1. Роботодавець повинен одержати дозвіл на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки або подати декларацію відповідності матеріально-технічної бази вимогам законодавства з питань охорони праці відповідно до Порядку видачі дозволів на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 26 жовтня 2011 року № 1107.

1.2. Суб'єкт господарювання, у власності або користуванні якого є хоча б один об'єкт, на якому розміщені установки, сховища (резервуари, посудини), трубопроводи, машини, агрегати, технологічне устаткування (обладнання), споруди або комплекс споруд, що розташовані в межах об'єкта на поверхні землі або під землею, у яких тимчасово або постійно використовується, переробляється, виготовляється, транспортується, зберігається одна або кілька небезпечних речовин, чи який має намір розпочати будівництво такого об'єкта, організовує проведення його ідентифікації відповідно до вимог Закону України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» та Порядку ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки та їх обліку, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 13 вересня 2022 року № 1030, для визначення віднесення такого об'єкта до об'єктів підвищеної небезпеки відповідного класу.

1.3. Проєктна документація стадій проєктування «проєкт (П)» та «робочий проєкт (РП)» відповідно до ДБН А.2.2-3-2014 «Склад та зміст проектної документації на будівництво», затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 04 червня 2014 року № 163, переоснащення, реконструкції, облаштування об'єктів підвищеної небезпеки нафтогазодобування підлягає проведенню експертиз відповідно до вимог чинного законодавства.

1.4. До початку облаштування родовищ проєкти підлягають погодженню з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

1.5. Роботи з підвищеною небезпекою виконуються згідно з вимогами проєктної документації, планами виконання робіт, нарядами, погодженими та затвердженими відповідальними посадовими особами, або за розпорядженням чи нарядом-допуском на виконання робіт підвищеної небезпеки за формою, наведеною в додатку 1 до цих Правил. Перелік таких робіт та переліки посадових осіб, які мають право керувати цими роботами, затверджуються керівником підприємства.

1.6. Ліквідація аварій при бурінні, експлуатації та капітальному ремонті нафтових і газових свердловин здійснюється згідно із затвердженими планами робіт, ПЛЛА для об'єктів підвищеної небезпеки 1, 2 і 3 класу, а також планами реагування на надзвичайні ситуації для об'єктів підвищеної небезпеки 1 класу.

1.7. Підприємства, установи, організації, які планують експлуатувати хоча б один об'єкт підвищеної небезпеки, розробляють і затверджують ПЛЛА для кожного об'єкта підвищеної небезпеки, а також надають інформацію місцевим органам виконавчої влади, органам місцевого самоврядування для розроблення плану реагування на надзвичайні ситуації для об'єктів підвищеної небезпеки 1 класу.

Для об'єктів підвищеної небезпеки 1 та 2 класу суб'єкт господарювання відповідно до вимог Закону України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» розробляє та затверджує політику запобігання аваріям на об'єкті підвищеної небезпеки, а також готує і подає звіт про заходи безпеки на об'єкті підвищеної небезпеки.

1.8. Розслідування та облік нещасних випадків, професійних захворювань та аварій на виробництві здійснюються відповідно до Порядку розслідування та обліку нещасних випадків, професійних захворювань та аварій на виробництві, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 17 квітня 2019 року № 337.

1.9. Консервація свердловин здійснюється відповідно до вимог чинних нормативно-правових актів та ДСТУ 7285:2012 «Нафтова і газова промисловість. Консервація свердловин. Загальні технічні вимоги та порядок проведення робіт», затвердженого наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 29 грудня 2012 року № 1525.

Ліквідація свердловин здійснюється відповідно до вимог чинних нормативно-правових актів.

Переведення свердловин на інші горизонти здійснюється відповідно до вимог чинних нормативно-правових актів.

1.10. Повернення ліквідованих нафтових і газових свердловин в експлуатаційний фонд здійснюється в разі:

прийняття власником спеціального дозволу на користування надрами рішення про доцільність повернення свердловин з ліквідаційного фонду в експлуатацію;

погодження з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

1.11. Нафтові і газові свердловини, системи збору та підготовки нафти і газу до транспортування експлуатуються згідно з вимогами цих Правил та технічної документації.

1.12. Експлуатувати свердловини з міжколонними тисками понад 2 МПа допускається за умови розроблення і виконання додаткових заходів з протифонтанної безпеки та погодження спеціалізованою аварійно-рятувальною службою та центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

1.13. Забороняється буріння нафтових та газових свердловин та облаштування нафтових та газових родовищ без проведеної експертизи проєктної документації на відповідність проєктної документації вимогам нормативно-правових актів з питань охорони праці.

1.14. Радіаційний контроль під час влаштування та експлуатації нафтових та газових свердловин здійснюється згідно з вимогами ДСП 6.177-2005-09-02 «Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України», затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 02 лютого 2005 року № 54, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 20 травня 2005 року за № 552/10832.

1.15. Експлуатація об'єктів нафтогазодобувної промисловості здійснюється згідно з технологічними регламентами.

1.16. До робіт на об'єктах нафтогазодобувної промисловості (у тому числі до робіт підвищеної небезпеки та робіт зі шкідливими та небезпечними речовинами) допускаються особи, що пройшли медичний огляд відповідно до Порядку проведення медичних оглядів працівників певних категорій, затвердженого наказом Міністерства охорони здоров'я України від 21 травня 2007 року № 246, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 23 липня 2007 року за № 846/14113, і не мають протипоказань за станом здоров'я для роботи за спеціальністю згідно з вимогами Переліку робіт, де є потреба у професійному доборі, затвердженого наказом Міністерства охорони здоров'я України та Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 23 вересня 1994 року № 263/121, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 25 січня 1995 року за № 18/554, Переліку важких робіт і робіт із шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх, затвердженого наказом Міністерства охорони здоров'я України від 31 березня 1994 року № 46, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 28 липня 1994 року за № 176/385.

1.17. Роботодавець зобов'язаний забезпечити проведення навчання працівників і перевірку їх знань з питань охорони праці відповідно до вимог Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці, затвердженого наказом Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 26 січня 2005 року № 15, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 15 лютого 2005 року за № 231/10511 (далі - наказ № 15).

1.18. До керівництва роботами з буріння, освоєння і ремонту свердловин, ведення геофізичних робіт у свердловинах, а також з видобування та підготовки нафти і газу, будівництва об'єктів облаштування нафтових, газових і газоконденсатних родовищ допускаються особи, що мають відповідну освіту, пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці та пожежної безпеки відповідно до вимог законодавства. До виконання робіт підвищеної небезпеки допускаються особи, які пройшли навчання за професією в закладах професійно-технічної освіти, навчально-курсових комбінатах чи

інших закладах освіти, що надають професійну (професійно-технічну) освіту або здійснюють професійне (професійно-технічне) навчання.

1.19. Під час виконання робіт зі шкідливими та небезпечними умовами праці, а також робіт, що пов'язані із забрудненням, або тих, що здійснюються в несприятливих метеорологічних умовах, працівникам видаються безоплатно спеціальний одяг, спеціальне взуття та інші ЗІЗ відповідно до Мінімальних вимог безпеки і охорони здоров'я при використанні працівниками засобів індивідуального захисту на робочому місці, затверджених наказом Міністерства соціальної політики України від 29 листопада 2018 року № 1804, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 27 грудня 2018 року за № 1494/32946, Норм безоплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів індивідуального захисту працівникам нафтогазової промисловості, затверджених наказом Міністерства надзвичайних ситуацій України від 09 липня 2012 року № 962, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 26 липня 2012 року за № 1259/21571, та інших чинних норм безоплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших ЗІЗ.

Роботодавець перед видачею ЗІЗ повинен поінформувати працівника про ризики для його життя та здоров'я, від яких його захищатиме користування цим ЗІЗ.

Крім того, роботодавець повинен забезпечити регулярне навчання працівників правилам користування ЗІЗ та демонстрацію їх правильного застосування.

Під час виконання робіт працівники зобов'язані користуватися виданими їм спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими ЗІЗ.

1.20. Працівників, які виконують роботи на висоті, необхідно забезпечувати засобами захисту від падіння.

Випробування засобів захисту від падіння необхідно проводити згідно з їх експлуатаційною документацією.

1.21. Суб'єкти господарювання, у власності або користуванні яких перебувають об'єкти підвищеної небезпеки, а також суб'єкти господарювання, у власності, володінні або користуванні яких перебувають окремі об'єкти, на території яких існує небезпека виникнення надзвичайних ситуацій державного, регіонального та місцевого рівня (за винятком суб'єктів господарювання, що утворили на професійній основі об'єктові аварійно-рятувальні служби, які пройшли атестацію в установленому порядку), визначені підпунктом 4 пункту 2 Переліку суб'єктів господарювання, галузей та окремих територій, які підлягають постійному та обов'язковому аварійно-рятувальному обслуговуванню на договірній основі, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 26 жовтня 2016 року № 763, забезпечують постійне та обов'язкове аварійно-рятувальне обслуговування таких об'єктів відповідно до Порядку здійснення постійного та обов'язкового аварійно-рятувального обслуговування суб'єктів господарювання, галузей та окремих територій, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 11 січня 2017 року № 5.

1.22. На об'єктах підвищеної небезпеки 1 і 2 класів згідно з вимогами Кодексу цивільного захисту України з метою своєчасного виявлення на них загрози виникнення надзвичайних ситуацій та здійснення оповіщення персоналу та населення, яке потрапляє в

зону можливого ураження, створюються та функціонують автоматизовані системи раннього виявлення загрози виникнення надзвичайних ситуацій та оповіщення населення відповідно до ДБН В.2.5.-76:2014 «Автоматизовані системи раннього виявлення загрози виникнення надзвичайних ситуацій та оповіщення населення. Зміна № 1», затверджених наказом Міністерства розвитку громад та територій України від 16 січня 2020 року № 10.

2. Вимоги безпеки до територій, будівель, споруд, приміщень

2.1. На територіях вибухопожежонебезпечних та пожежонебезпечних об'єктів, а також у місцях зберігання та переробки горючих матеріалів забороняється проведення вогневих робіт без оформлення наряду-допуску на ведення вогневих робіт на вибухопожежонебезпечних та пожежонебезпечних об'єктах відповідно до вимог Інструкції з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах, затвердженої наказом Міністерства праці та соціальної політики України від 05 червня 2001 року № 255, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 23 червня 2001 року за № 541/5732.

2.2. Забороняється проїзд автомашин, тракторів та інших транспортних засобів на дільницях території підприємства, де можливі скупчення горючих парів та газів. Про це повинні сповіщати відповідні написи (покажчики). Рух транспортних засобів по території вибухопожежонебезпечного та вибухонебезпечного об'єкта дозволяється тільки із застосуванням іскрогасників.

2.3. Відходи виробництва та споживання на території підприємства повинні зберігатися (тимчасово розміщуватися) у спеціально відведених для цього місцях та утилізуватися згідно із санітарними правилами і нормами.

2.4. Територія виробничого об'єкта повинна постійно охоронятися та бути огороджена провітрюваною огорожею з негорючих матеріалів і мати не менше двох виїздів. Огорожа повинна підтримуватися у справному стані. Біля входу (в'їзду) на територію об'єкта і по периметру огорожі повинні бути розміщені знаки безпеки і відповідні написи.

2.5. Для проходу працівників на територію підприємства (за винятком окремо розташованих об'єктів підприємства) повинна бути влаштована прохідна, а для в'їзду-виїзду автотранспорту - ворота, відповідно до Правил охорони праці на автомобільному транспорті, затверджених наказом Міністерства надзвичайних ситуацій України від 09 липня 2012 року № 964, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 01 серпня 2012 року за № 1299/21611 (далі - наказ № 964), та проєктної документації. Прохід працівників через ворота забороняється.

2.6. Шляхи евакуації, евакуаційні виходи і підходи до них повинні бути вільними від будь-яких предметів, надавати можливість найкоротшого шляху до безпечної зони.

2.7. Кількість, розташування і розміри шляхів евакуації та евакуаційних виходів визначаються відповідно до використання, облаштування і розмірів робочих зон, а також максимально можливої кількості осіб, що можуть там перебувати відповідно до вимог ДБН В.2.2-28:2010 «Будинки і споруди. Будинки адміністративного та побутового призначення», затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку та будівництва України від 30 грудня 2010 року № 570, та ДБН В.1.-7-2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва»,

затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку та будівництва України від 31 жовтня 2016 року № 287.

2.8. Двері евакуаційних виходів повинні відкриватися назовні і замикатись таким чином, щоб за необхідності будь-яка особа могла легко і швидко їх відкрити як ззовні, так і зсередини, без застосування додаткових засобів.

2.9. Шляхи евакуації повинні відповідати вимогам будівельних норм та бути обладнані відповідними знаками безпеки згідно з Національним стандартом України ДСТУ EN ISO 7010:2019 «Графічні символи. Кольори та знаки безпеки. Зареєстровані знаки безпеки», затвердженим наказом державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 24.06.2019 № 174 (далі - ДСТУ EN ISO 7010:2019).

2.10. Шляхи евакуації, евакуаційні виходи повинні мати аварійне освітлення відповідно до пункту 8.9 ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення», затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 03 жовтня 2018 року № 264 (ДБН В.2.5-28:2018).

2.11. Порядок доступу сторонніх осіб на територію виробничого об’єкта визначається внутрішнім розпорядчим документом організації, до якої відноситься цей об’єкт.

2.12. Територія підприємства повинна бути рівною без заглиблень та виступів, облаштована зливовою каналізацією, призначеною для збору і відведення стічних вод та атмосферних опадів.

Територія підприємства повинна мати необхідні ухили і пристрої для відведення атмосферних опадів.

З настанням темряви територія об’єкта повинна освітлюватися.

Електроосвітлення повинно забезпечувати освітленість не нижче норм, встановлених ДБН В.2.5-28:2018.

2.13. Територія підприємства повинна бути огороджена та мати не менше ніж два виїзди. Облаштовані проїзди та проходи з твердим покриттям повинні своєчасно очищатися від бруду, а взимку - від снігу і льоду. Територія об’єктів повинна утримуватися в чистоті та бути обкошеною. По периметру огорожі повинні бути знаки безпеки та відповідні написи.

2.14. Заглиблені резервуари, колодязі, люки повинні бути закриті врівень з прилеглою територією і позначені відповідними інформаційними написами, а під час проведення ремонтних робіт - огороджені й освітлюватись у темну пору доби.

2.15. Перевіряти на загазованість та на вміст кисню колодязі, підземні приміщення і канали підземних комунікацій, що розташовані на промислових площадках і вздовж газопроводів на відстані до 15 м від них з обох боків, необхідно за графіком не рідше ніж один раз на квартал, а в перший рік їх експлуатації - не рідше ніж один раз на місяць з реєстрацією замірів загазованості у спеціальному журналі. Крім того, перевіряти їх на загазованість та на вміст кисню необхідно кожного разу перед спуском працівників у колодязі. У кришках колодязів повинен бути отвір діаметром 20-30 мм.

2.16. Не допускається потрапляння в колодязі ґрунтових та підземних вод. У разі потреби повинен бути виконаний дренаж з випуском стоків у промислову каналізацію через гідравлічний затвор. Необхідно своєчасно перевіряти справність затвора.

2.17. Огляд і очищення колодязів проводять з урахуванням вимог глави 7 розділу IV цих Правил після отримання задовільних результатів аналізу на загазованість.

2.18. Персонал, що обслуговує колодязі, повинен знати схему комунікацій, розміщення колодязів, засоби визначення загазованості, ознаки отруєння токсичними речовинами, правила виконання робіт у загазованих середовищах, уміти користуватися ЗІЗ, евакуйовувати потерпілих і надавати їм домедичну допомогу.

2.19. Земельні ділянки, розташовані в охоронних зонах нафтогазодобувних об’єктів, не вилучаються у їх власників або користувачів, а використовуються з обмеженнями, встановленими цими Правилами.

Підприємства нафтогазодобувних об’єктів мають право на отримання безоплатно від органу, що здійснює ведення державного земельного кадастру, інформації про власників та користувачів земельних ділянок, розташованих у межах охоронних зон нафтогазодобувних об’єктів.

Власники та користувачі земельних ділянок при провадженні господарської та іншої діяльності на землях охоронних зон нафтогазодобувних об’єктів зобов’язані дотримуватися особливого режиму їх використання та встановлених обмежень, до яких належить заборона:

пошкоджувати та розбирати нафтогазодобувні об’єкти;

переміщувати, руйнувати та пошкоджувати в будь-який спосіб знаки закріплення трубопроводів на місцевості, пошкоджувати або руйнувати лінійну частину цих трубопроводів, засоби електрохімічного захисту від корозії, запірну арматуру, засоби технологічного зв’язку і лінійної телемеханіки, інші складові трубопроводів;

перешкоджати працівникам та проїзду аварійної та спеціальної техніки підприємств нафтогазодобувних об’єктів та інших осіб для здійснення контролю технічного стану нафтогазодобувних об’єктів та виконання планових і аварійно-відновлювальних робіт;

влаштовувати звалища, виливати розчини кислот, солей та лугів, а також інших речовин, що спричиняють корозію;

висаджувати багаторічні насадження;

зберігати сіно та солому, розміщувати пасіки;

будувати житлові будинки, виробничі чи інші будівлі та споруди, громадські будівлі;

розміщувати автозаправні та автогазозаправні станції і склади пально-мастильних матеріалів;

розбивати польові стани і табори для худоби;

розводити вогонь і розміщувати відкриті або закриті джерела вогню;

спалювати стерню, післяжнивні рештки в період збирання врожаю та після цього;

переорювати (руйнувати) під'їзні шляхи та відомчі технологічні дороги до нафтогазодобувних об'єктів.

Власники та користувачі земельних ділянок повинні утримувати територію охоронної зони навколо об'єктів нафтогазодобувної промисловості таким чином, щоб унеможливити розповсюдження вогню в разі виникнення пожежі (як на самому об'єкті, так і ззовні).

В охоронній зоні в місцях прилягання до об'єктів нафтогазодобувної промисловості необхідним є влаштування вільних від рослинності протипожежних смуг завширшки не менше ніж 4 метри перед дозріванням усіх сільськогосподарських культур шляхом їх обкошення (з прибиранням скошеного) та оборювання. Мінімальні відстані об'єктів облаштування нафтових і газових родовищ до будівель і споруд наведено в додатку 2 до цих Правил.

2.20. Забороняється прибудовувати побутові, допоміжні та адміністративні приміщення до будівель з вибухопожежонебезпечними об'єктами і розміщувати їх у небезпечній зоні дії ударної хвилі.

2.21. Порядок організації дорожнього руху на закритих територіях підприємства повинен відповідати вимогам чинних Правил дорожнього руху, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 10 жовтня 2001 року № 1306 (далі - ПДР), та наказу № 964. Рух транспорту на об'єкті повинен бути організований за схемою маршрутів руху транспортних та пішохідних потоків з вказаними на ній поворотами, зупинками, виїздами, переходами. Схема маршрутів руху повинна бути розміщена в місцях стоянки автотранспорту, перед в'їздами (виїздами) на територію підприємства. Територія об'єкта повинна бути обладнана дорожніми знаками безпеки руху відповідно до ПДР. Транспорт при в'їзді на територію вибухопожежонебезпечних об'єктів повинен бути обладнаний іскрогасником.

2.22. Улаштування виробничих будівель і споруд повинно відповідати вимогам проєкту, ДБН В.1.1.7:2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги», затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 31 жовтня 2016 року № 287, Загальних вимог стосовно забезпечення роботодавцями охорони праці працівників, затверджених наказом Міністерства надзвичайних ситуацій України від 25 січня 2012 року № 67, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 14 лютого 2012 року за № 226/20539 (далі - наказ № 67), та цих Правил.

2.23. На підприємствах повинні складатися масштабні плани комунікацій з точними прив'язками і надійними реперами. Підприємства зобов'язані мати також плани комунікацій інших підприємств, які знаходяться в межах території, на якій провадяться роботи. У разі змін чи введення нових комунікацій необхідно внести зміни і доповнення у відповідні плани протягом 10 робочих днів. Аварійно-ремонтні служби підприємств повинні бути забезпечені обладнанням для сканування підземних мереж на аварійних ділянках за необхідності виконання термінових земляних робіт.

2.24. Відстані між окремими об'єктами/будівлями/спорудами при облаштуванні нафтових, газових та газоконденсатних родовищ, а також від підземних сховищ газу до будівель і споруд визначаються під час проєктування згідно з вимогами чинних нормативних документів та ДБН Б.2.2-12:2019 «Планування і забудова територій»,

затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку та будівництва України від 26 квітня 2019 року № 104.

2.25. Забороняється проводити перепланування виробничих приміщень без проєкту. Проєкт перепланування не повинен допускати зниження межі вогнестійкості будівельних конструкцій і погіршення умов евакуації людей у разі можливих аварійних ситуацій. Зазначені перепланування приміщень повинні проводитися відповідно до вимог пунктів 1.3 та 1.4 глави 1 розділу IV цих Правил.

2.26. Елементи обладнання, що можуть бути джерелом небезпеки для працівників, а також поверхні огороджувальних і захисних пристроїв повинні бути пофарбовані в сигнальні кольори відповідно до вимог Технічного регламенту знаків безпеки і захисту здоров'я працівників, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 25 листопада 2009 року № 1262.

2.27. Усі приміщення виробничих будівель повинні відповідати вимогам нормативних документів. Виробничі будівлі повинні мати технічний паспорт з технічною документацією (затверджений робочий проєкт, акт прийняття в експлуатацію, акти на виконані роботи).

2.28. На вході до приміщень повинні бути розміщені таблички із зазначенням:

цільового призначення приміщення (найменування) та інвентарного номера;

категорії приміщення щодо вибухопожежної і пожежної небезпеки згідно з ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Визначення категорії приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою», затвердженого наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 15 червня 2016 року № 158;

класу зони розміщення, облаштування чи експлуатації електрообладнання приміщення;

особи, відповідальної за експлуатацію та протипожежний стан приміщення.

2.29. Входи до побутових приміщень повинні бути обладнані тамбур-шлюзами або повітряно-тепловими завісами в холодну пору року.

2.30. Кожне виробниче приміщення повинно мати принаймні один основний прохід завширшки не менше ніж 1,5 метра.

2.31. У закритих робочих приміщеннях повинна бути влаштована система вентиляції, що забезпечує повітрообмін нормативної кратності, з урахуванням характеру виробничого процесу і фізичного навантаження на працівників. Будь-яке порушення системи вентиляції повинно негайно відображатися сигнальними пристроями. Якість повітря повинна відповідати вимогам гігієнічних регламентів допустимого вмісту хімічних і біологічних речовин у повітрі робочої зони, затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 14 липня 2020 року № 1596, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 03 серпня 2020 року за № 741/35024.

Вентиляційні пристрої повинні встановлюватися таким чином, щоб унеможливити протяги.

Відкладення чи бруд, які здатні спричинити загрозу для здоров'я працівників через забруднення повітря, повинні негайно видалятися.

{Пункт 2.31 глави 2 розділу IV із змінами, внесеними згідно з Наказом Міністерства економіки № 5122 від 08.06.2023}

2.32. Мікроклімат виробничих приміщень протягом робочого часу повинен відповідати вимогам ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень», затверджених постановою Головного державного санітарного лікаря України від 01 грудня 1999 року № 42.

2.33. Територія, будівлі, споруди різного призначення, приміщення, інше нерухоме майно, обладнання, устаткування, що експлуатується, будівельні майданчики повинні відповідати вимогам Правил пожежної безпеки в Україні, затверджених наказом Міністерства внутрішніх справ України від 30 грудня 2014 року № 1417, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 05 березня 2015 року за № 252/26697 (далі - Правила пожежної безпеки в Україні).

Будинки, приміщення та споруди повинні обладнуватися системами протипожежного захисту відповідно до ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту», затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 13 листопада 2014 року № 312.

Виконання робіт з вогнезахисту матеріалів, виробів, будівельних конструкцій та перевірки відповідності вогнезахисту, а також вимоги щодо забезпечення експлуатаційної придатності вогнезахисних покривів (просочування, облицювання) повинні відповідати державним будівельним нормам та правилам, Правилам пожежної безпеки в Україні та Правилам з вогнезахисту, затвердженим наказом Міністерства внутрішніх справ України від 26 грудня 2018 року № 1064, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 14 березня 2019 року за № 259/33230.

2.34. Керівник об'єкта та/або підприємства своїм розпорядчим документом визначає спеціальні місця для куріння, які необхідно позначити відповідним знаком або написом, і місця, де встановлюють урну або попільницю з негорючих матеріалів. Куріння за межами спеціально відведених місць забороняється.

2.35. Відстані між обладнанням та від обладнання до стін будівлі повинні визначатися під час проєктування відповідно до вимог нормативно-правових актів.

Обладнання повинно бути розташовано таким чином, щоб була можливість зручно та безпечно його обслуговувати. Відстань від обладнання до стіни будівлі повинна становити не менше ніж 1 м, а ширина робочого проходу - не менше ніж 0,75 м.

2.36. Робочі місця повинні утримуватись у чистоті, небезпечні речовини та відходи - видалятися.

2.37. Робочі місця, об'єкти, джерела протипожежного водопостачання та місця розташування первинних засобів пожежогасіння, проїзди та підходи до них, проходи і переходи в темний час доби повинні бути освітлені. На території майданчиків свердловин (у тому числі на факельних амбарах) встановлення стаціонарних світильників не

обов’язково. Для освітлення цих майданчиків дозволяється використовувати переносні чи пересувні освітлювальні засоби та устаткування.

2.38. У виробничих приміщеннях, крім робочого освітлення, повинно бути аварійне.

Світильники робочого та аварійного освітлення повинні живитися від незалежних джерел. Замість пристрою стаціонарного аварійного освітлення допускається застосування ручних світильників з акумуляторами.

2.39. Заміри рівня освітленості необхідно проводити перед уведенням об’єкта в експлуатацію, а також після реконструкції приміщень, систем освітлення.

2.40. Об’єкти, для обслуговування яких потрібний підйом працівника на висоту до 0,75 м, необхідно обладнати східцями, а на висоту понад 0,75 м - сходами з поручнями.

2.41. Маршові сходи повинні мати ухил не більше ніж 60°, ширина сходів повинна бути не менше ніж 0,7 м, сходи для перенесення вантажів - не менше ніж 1 м, а ширина проступів повинна становити не менше ніж 0,25 м. Відстань між східцями за висотою повинна бути не більше ніж 0,25 м. Східці повинні мати ухил усередину від 2° до 5°. З обох боків східці повинні мати бічні планки чи бортову обшивку заввишки не менше ніж 0,14 м, що унеможливлює прослизання ніг людини. Сходи повинні бути з обох боків обладнані поручнями заввишки не нижче ніж 1 м за вертикаллю від передньої грані східців, з подовжніми планками через 0,4 м і стійками з кроком до 0,79 м.

2.42. Сходи тунельного типу повинні бути металевими, завширшки не менше ніж 0,60 м і мати охоронні дуги радіусом від 0,35 м до 0,40 м, скріплені між собою вертикальними смугами. Дуги розташовуються на відстані не більше ніж 0,8 м одна від одної. Відстань від найвіддаленішої точки дуги до східців повинна бути в межах від 0,7 м до 0,8 м.

Сходи необхідно обладнувати проміжними площадками, установленими на відстані не більше ніж 6 м за вертикаллю одна від одної.

Відстань між східцями сходів тунельного типу і сходів-драбин повинна бути не більше ніж 0,35 м.

2.43. Робочі площадки на висоті повинні мати настил, виконаний з металевих листів завтовшки не менше ніж 3 мм, з поверхнею, яка унеможливлює ковзання, поручні заввишки не нижче ніж 1,0 м з поздовжніми планками, розташованими на відстані не більше ніж 0,4 м одна від одної, і стійками з кроком до 1,3 м, борт заввишки не менше ніж 0,14 м, що утворює з настилом зазор не більше ніж 0,01 м для стікання рідини.

2.44. Забороняється застосування дерев’яних настилів для вибухопожежонебезпечних виробництв (УКПН, УКПГ, резервуарні парки тощо).

2.45. Побутові приміщення і приміщення для відпочинку повинні відповідати вимогам розділу IV цих Правил та наказу № 67.

2.46. Засоби зв’язку, попередження, аварійної сигналізації і контролю стану повітряного середовища повинні бути справними і постійно готовими до дії, їх справність повинна перевірятись не рідше ніж один раз на місяць.

2.47. Сигнал тривоги, що подається системою аварійної сигналізації, повинен бути добре чутним у всіх місцях, де можуть перебувати працівники.

2.48. Повинні бути визначені місця збору працівників у разі сигналу тривоги і шляхи переміщення до цих місць.

2.49. Якщо переміщення шляхами евакуації ускладнене та існує можливість утворення непридатного для дихання повітряного середовища, кожне робоче місце повинно бути забезпечено саморятівниками.

2.50. Під час виконання ремонтно-відновлювальних робіт тимчасові амбари і котловани, обвалування яких виступає над поверхнею землі менше ніж на 1 м, повинні бути огороджені, а в темний час доби - освітлені.

2.51. На кожному об’єкті повинні бути встановлені межі небезпечних зон, на території яких вогневі роботи можуть проводитися лише за нарядом-допуском.

2.52. На території об’єктів для проведення вогневих робіт за необхідності можуть облаштовуватися постійні місця у спеціально обладнаних для цієї мети цехах, майстернях чи на відкритих майданчиках, які визначаються наказом роботодавця з урахуванням протипожежних вимог. Розміщувати постійні місця для проведення вогневих робіт у вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних місцях не дозволяється.

2.53. Газонебезпечні і пожежонебезпечні місця повинні бути нанесені на плани виробничих площадок, а перелік цих місць повинен бути затверджений керівництвом підприємства або керівником структурної одиниці підприємства.

2.54. У газонебезпечних і пожежонебезпечних місцях приміщень будівель повинно бути встановлено контрольно-вимірювальну апаратуру для автоматичного і безперервного вимірювання концентрації газів у визначених місцях, автоматичну систему аварійної сигналізації, а також пристрої для автоматичного відключення електричних приладів і двигунів внутрішнього згоряння відповідно до проєктної документації, технологічної схеми та технічної документації виробника.

2.55. Шкідливі для здоров’я речовини, які можуть накопичуватись у повітрі робочих зон, повинні відсмоктуватись у місцях їх витоку і відводитися поза межі робочих зон або розбавлятися до безпечної для здоров’я концентрації.

2.56. У робочих зонах, де працівники можуть піддаватися впливу шкідливих та/або небезпечних для здоров’я речовин, повинна бути забезпечена наявність необхідної кількості готових до використання належних ЗІЗ органів дихання.

Вибір ЗІЗ органів дихання здійснюється відповідно до Правил вибору та застосування засобів індивідуального захисту органів дихання, затверджених наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 28 грудня 2007 року № 331, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 04 квітня 2008 року за № 285/14976.

3. Загальні вимоги до обладнання та інструменту

3.1. Виконання робіт із застосуванням інструменту та пристроїв необхідно здійснювати відповідно до вимог Правил охорони праці під час роботи з інструментом та пристроями,

затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 19 грудня 2013 року № 966, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 25 лютого 2014 року за № 327/25104.

3.2. Експлуатація машин, механізмів та устаткування підвищеної небезпеки здійснюється після отримання дозволу або подання декларації відповідності матеріально-технічної бази вимогам законодавства з питань охорони праці відповідно до Порядку видачі дозволів на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 26 жовтня 2011 року № 1107, з урахуванням вимог Порядку проведення технічного огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 26 травня 2004 року № 687.

3.3. Обладнання, яке використовується в нафтогазодобувній промисловості і потребує обов'язкової сертифікації, повинне пройти оцінку відповідності в органі з оцінки відповідності та мати документ про відповідність, крім випадків, передбачених чинним законодавством.

3.4. Технологічні системи, їх окремі елементи повинні бути оснащені необхідною запірно-регулювальною та запобіжною арматурою, а також блокувальними пристроями, що забезпечують їх безпечну експлуатацію.

3.5. Для вибухонебезпечних технологічних процесів повинні передбачатись автоматичні системи регулювання і протиаварійного захисту, що запобігають утворенню вибухонебезпечного середовища та іншим аварійним ситуаціям у разі відхилення від передбачених регламентом граничнодопустимих параметрів у всіх режимах роботи і забезпечують безпечну зупинку чи переведення процесу роботи в безпечний режим.

3.6. Обладнання повинне бути змонтоване і встановлене відповідно до проєктної документації на будівництво та інструкцій з монтажу.

3.7. Перед пуском обладнання (апаратів, ділянок трубопроводів тощо) або після його зупинки повинні передбачатися заходи щодо запобігання утворенню в технологічній системі вибухонебезпечних сумішей (продування інертним газом, контроль за ефективністю продувки тощо), а також пробок унаслідок гідратоутворення чи замерзання рідин.

3.8. Ланцюгові та пасові передачі, відкриті частини обладнання, що рухаються та обертаються, джерела теплового випромінювання тощо повинні огороджуватись або екрануватись.

Обладнання з джерелами іонізуючого випромінювання повинне бути оснащене захисними екранами.

3.9. Температура зовнішніх поверхонь обладнання і кожухів теплоізоляційних покриттів не повинна перевищувати температури самозаймання найбільш вибухопожежонебезпечної речовини, а в місцях, доступних для обслуговуючого персоналу, не створювати можливість опіків.

3.10. Запірні, відсічні і запобіжні пристрої, що встановлюються на нагнітальному і всмоктувальному трубопроводах насоса чи компресора, повинні бути максимально наближені до насоса (компресора) і розміщуватись у зручній і безпечній для обслуговування зоні.

3.11. На запірній арматурі (засувках, кранах), що встановлюється на трубопроводах, повинні бути покажчики положень «Відкрито» та «Закрито».

3.12. На нагнітальних трубопроводах насосів та компресорів повинні встановлюватися зворотні клапани чи інші пристрої для запобігання переміщенню у зворотному напрямку речовини, що транспортується, та в разі потреби запобіжні клапани.

На нагнітальній лінії насосів та компресорів об'ємної дії до запірного пристрою на нагнітальному трубопроводі повинні бути встановлені електроконтактний манометр та запобіжний клапан. Допускається встановлення електро-контактного манометра на пристрої для компенсації пульсацій тиску (депульсатор).

3.13. Насоси, що використовуються для перекачування легкозаймистих і горючих рідин, у разі відсутності постійного контролю обслуговуючого персоналу за їх роботою необхідно оснащувати засобами попереджувальної сигналізації про порушення параметрів їх роботи відповідно до проєктної документації та технічної документації виробника.

3.14. Трубопроводи після монтажу, ремонту, розконсервації, відновлення експлуатації повинні бути опресовані та випробувані на міцність і герметичність з урахуванням типу трубопроводу відповідно до вимог чинних нормативних документів.

3.15. Вантажопідіймальні машини, крани та механізми повинні відповідати вимогам Правил охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання, затверджених наказом Міністерства соціальної політики України від 19 січня 2018 року № 62, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 27 лютого 2018 року за № 244/31696 (далі - наказ № 62), та технічної документації підприємств-виробників.

На вантажопідіймальних машинах і механізмах повинні бути розміщені таблички із зазначенням їх облікового номера, вантажопідіймальності та дат наступних часткового та повного технічних оглядів.

На котлах та посудинах, що працюють під тиском, повинні бути прикріплені таблички, що відповідають вимогам Правил охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском, затверджених наказом Міністерства соціальної політики України від 05 березня 2018 року № 333, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 10 квітня 2018 року за № 433/31885 (далі - наказ № 333).

3.16. У кріпильних вузлах, деталях машин і обладнанні повинні бути передбачені пристрої (контргайки, шплінти, клини та ін.), що запобігають під час роботи самовільному розкріпленню і роз'єднанню. Необхідність застосування і тип пристроїв визначаються проєктно-конструкторською документацією.

3.17. У вибухонебезпечних приміщеннях, на зовнішніх вибухонебезпечних об'єктах і при виконанні газонебезпечних робіт слід застосовувати інструмент, виготовлений з безіскрових матеріалів або у відповідному вибухопожежобезпечному виконанні.

3.18. Розміри зіва (захвату) гайкових ключів не повинні перевищувати розміри головок болтів (граней гайок) більше ніж на 0,3 мм.

Не дозволяється застосовувати для ключів підкладки, якщо прозір між площинами губок і головок болтів або гайок більший за допустимий.

Робочі поверхні гайкових ключів не повинні мати збитих скосів, а рукоятки - задирок.

3.19. Під час виконання робіт із застосуванням інструменту ударної дії працівники повинні використовувати відповідні ЗІЗ.

3.20. Не дозволяється розміщувати інструмент на поруччя огороджень або на неогороджений край площадки, риштувань, помосту, а також поблизу відкритих люків, колодязів тощо.

3.21. Забороняється експлуатація обладнання, механізмів, інструменту в несправному стані або в разі несправності пристроїв безпеки (блокувальні, фіксуючі та сигнальні пристрої і прилади), а також з перевищенням робочих параметрів понад паспортні.

3.22. Технологічне обладнання підлягає виведенню з експлуатації в разі виявлення дефектів, несумісних з подальшою безпечною експлуатацією обладнання.

3.23. Ремонт обладнання повинен проводитися тільки після відключення цього обладнання від електричної мережі, скидання тиску, зупинки рухомих частин і вжиття заходів щодо запобігання випадковому приведенню їх у рух під дією сили тяжіння чи інших факторів. На пусковому пристрої обов’язково розміщується попереджувальний знак «Не вмикати - працюють люди!».

4. Вимоги до електрообладнання

4.1. Проєктування, монтаж, налагодження, випробування та експлуатація електрообладнання бурових і нафтогазопромислових установок повинні проводитися відповідно до вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Комітету по нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 09 січня 1998 року № 4, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 10 лютого 1998 року за № 93/2533 (далі - наказ № 4), Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України від 25 липня 2006 року № 258, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 25 жовтня 2006 року за № 1143/13017 (далі - Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів), Правил пожежної безпеки в Україні та Правил охорони електричних мереж, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 27 грудня 2022 року № 1455 (далі - Правила охорони електричних мереж), Правил улаштування електроустановок, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 липня 2017 року № 476.

{Пункт 4.1 глави 4 розділу IV із змінами, внесеними згідно з Наказом Міністерства економіки № 5122 від 08.06.2023}

4.2. Захист від блискавки нафтогазопромислових об’єктів повинен здійснюватися відповідно до вимог частин 1-4 ДСТУ EN 62305:2012 «Захист від блискавки»,

затвердженого наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 28 травня 2012 року № 640.

4.3. Класифікацію вибухонебезпечних зон бурових установок та нафтогазопромислових об'єктів зазначено в додатку 3 до цих Правил.

Електрообладнання (машини, апарати, пристрої), КВП, електричні світильники, засоби блокування, телефонні апарати і сигнальні пристрої до них, що встановлюються у вибухонебезпечних зонах класів 0, 1, 2, повинні мати відповідний рівень вибухозахисту, а вид вибухозахисту повинен відповідати категорії і групі вибухонебезпечної суміші.

4.4. Забороняється встановлення у вибухонебезпечних зонах класів 0, 1, 2 вибухозахищеного електрообладнання, яке не має маркування за вибухозахистом, виготовлене неспеціалізованими підприємствами або відремонтоване зі зміною вузлів і деталей, які забезпечують вибухозахист, без сертифіката на відповідність.

4.5. Забороняється експлуатація електрообладнання в разі несправності засобів вибухозахисту, блокування, порушення схем керування і захисту.

5. Вимоги до сталевих канатів

5.1. Сталеві канати, що використовуються як вантажні, несучі, тягові стропи, а також для оснащення вантажно-розвантажувальних пристроїв, повинні відповідати вимогам наказу № 62 та мати декларацію про відповідність у випадках, передбачених чинним законодавством.

5.2. Під час влаштування свердловин коефіцієнт запасу міцності талевого каната (відношення розривного зусилля каната до сили натягу ходового кінця талевого каната) повинен бути не менше трьох. Як виняток, при спусканні важких обсадних колон і виконанні аварійних робіт допускається зниження цього коефіцієнта, але величина його повинна становити не менше двох.

5.3. З'єднання канатів повинне виконуватися із застосуванням коуша із заплітанням вільного кінця каната або встановленням не менше трьох гвинтових затискачів. При цьому відстань між ними повинна становити не менше ніж шість діаметрів каната.

5.4. Вибраковування і заміна канатів здійснюються відповідно до критеріїв, установлених технічною документацією та наказом № 62.

5.5. Забороняється використовувати зрощені канати для оснащення талевої системи бурової установки, агрегатів для освоєння і ремонту свердловин, а також для підняття бурових вишок і щогл, виготовлення розтяжок, стропів, утримуючих, робочих і страхових канатів.

5.6. Для рубання талевих канатів, які використовуються для талевих систем бурових установок і агрегатів з ремонту свердловин, необхідно застосовувати спеціальні засоби або пристрої.

Забороняється різання талевих канатів з використанням електрогазозварювальних пристроїв.

6. Вимоги до будівельних машин, механізмів, спеціальної техніки

6.1. Технологічні транспортні засоби, що не підлягають експлуатації на вулично-дорожній мережі загального користування, реєструються згідно з Порядком відомчої реєстрації та ведення обліку великотоннажних та інших технологічних транспортних засобів, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 06 січня 2010 року № 8.

6.2. До експлуатації допускаються будівельні машини у справному стані. Перелік несправностей, за наявності яких забороняється експлуатація машин, визначається експлуатаційною документацією.

6.3. Під час прибуття на об'єкт УПП необхідно встановлювати з навітряного боку на заздалегідь підготовлену та зручну для роботи площадку на відстані не ближче ніж 25 м від устя свердловини таким чином, щоб, перебуваючи біля пульта керування парогенератором, машиніст міг спостерігати за працівниками.

Забороняється встановлювати УПП під силовими та освітлювальними ЛЕП.

6.4. У період теплової обробки об'єкти та агрегат повинні бути оснащені попереджувальними знаками «Обережно! Теплова обробка». Знаки повинні встановлюватися з чотирьох боків на відстані 20 метрів.

6.5. Машиністу УПП необхідно щодня перевіряти справність запобіжних клапанів та контролювати стан ущільнень трубопроводів, арматури, показання КВП.

6.6. Під час роботи УПП забороняється:

перебувати стороннім особам на установці та в зоні проведення робіт з теплової обробки;

проводити ремонтні роботи на усті свердловини та технологічних трубопроводах;

проводити профілактичні роботи, якщо включена трансмісія;

перевищувати температуру пари більше ніж 310 °С, тиск пари більше ніж 10 МПа (100 кг/см^2);

працювати в темний час доби за недостатнього освітлення;

залишати установку без нагляду.

6.7. У разі аварій і ремонтів на об'єктах обробки, на паропроводі чи на установці подача пари повинна бути припинена, тиск зменшений до атмосферного, установка повинна бути вимкнена.

6.8. Вантажно-розвантажувальні роботи повинні виконуватися відповідно до вимог Правил охорони праці під час вантажно-розвантажувальних робіт, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 19 січня 2015 року № 21, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 03 лютого 2015 року за № 124/26569.

6.9. Площадки для розміщення установки для механічного завантаження, розвантаження і перевезення установок ЕВН при вантажно-розвантажувальних роботах повинні бути з горизонтальним нахилом не більше ніж 3°. При встановленні крана в робоче положення відхилення колони крана від вертикального положення повинно бути не більше ніж 2°.

6.10. Місце розміщення установки при проведенні вантажно-розвантажувальних робіт указує особа, відповідальна за безпечне переміщення вантажів кранами.

6.11. На кожній установці повинні бути журнали, у яких особа, відповідальна за безпечне проведення робіт з переміщення вантажів кранами, робить відмітку «Установлення установки перевірив, роботу крана дозволяю».

6.12. Кріплення барабана під час транспортування проводиться розтяжками, решта обладнання - насоси, електродвигуни та протектори укладаються на площадці рами на призми і закріплюються хомутами.

Забороняється перевезення незакріпленого вантажу.

6.13. Розвантажування барабана з кабелем повинно здійснюватися шляхом його скочування під дією своєї ваги при нахилі рухомої (хитної) рами, яка приводиться в дію гідроциліндрами. При скочуванні барабан повинен утримуватися тросом лебідки.

6.14. Усі вантажозахоплювальні пристрої повинні пройти випробування та мати клеймо, на якому зазначається вантажопідіймальність.

6.15. У разі виявлення пошкоджень та несправностей необхідно негайно припинити роботу, доповісти відповідальній особі та вжити заходів щодо їх усунення.

6.16. АДП призначений для депарафінізації свердловин гарячою нафтою, а також для інших технологічних операцій.

6.17. Під час прибуття на об’єкт АДП необхідно встановлювати з навітряного боку на раніше підготовлену площадку на відстані не ближче ніж 25 м від устя свердловини.

6.18. Перед початком роботи агрегату на свердловині всі високонапірні трубопроводи повинні бути опресовані насосом агрегату під тиском, який перевищує в 1,5 раза тиск, що очікується під час роботи, але не повинен перевищувати 16 МПа.

6.19. Забороняється під час роботи агрегату стороннім особам перебувати на агрегаті та в зоні його дії.

6.20. Усі ремонтні роботи, які пов’язані з усуненням несправностей, повинні проводитися на зупиненому агрегаті, при цьому двигун автомобіля не повинен працювати, тиск у трубопроводі повинен бути знижений до атмосферного. На агрегаті повинні бути вивішені попереджувальні таблички.

6.21. Під час обв’язки агрегату зі свердловиною, а також для різьбових з’єднань повинен застосовуватись інструмент, який не дає іскри в разі ударів.

6.22. Під час роботи агрегату забороняється:

чистити та змащувати рухомі частини агрегату;

знімати огородження або окремі їх частини;

зупиняти рухомі частини механізмів підкладанням під них сторонніх предметів;

направляти, одягати, знімати, підтягувати чи ослабляти пасові передачі;

працювати в разі виявлення протікання нафти чи палива через негерметичні з’єднання.

6.23. Трубопроводи та інші елементи агрегату, які мають температуру 45 °С та вище, у місцях можливого дотику з ними під час роботи повинні мати огородження, передбачені конструкцією агрегату, для запобігання опікам працівників.

6.24. Агрегат повинен бути терміново зупинений та роботи повинні бути припинені в разі:

виникнення загорання на агрегаті;

пориву технологічних трубопроводів;

виявлення несправностей у трансмісії приводу обладнання (пошкодження паса, сторонні шуми чи стуки в насосах або редукторах та ін.);

інших порушень нормальної та безпечної роботи систем агрегату, які загрожують безпеці обслуговуючому персоналу.

6.25. Машиніст агрегату повинен постійно перевіряти стан заземлювального провідника для відводу статичної електрики. Під час руху агрегату ланцюг повинен торкатися землі.

7. Виконання робіт у закритих просторах

7.1. Роботи в закритих просторах (ємностях, апаратах, колодязях тощо) виконуються відповідно до наряду-допуску на виконання робіт підвищеної небезпеки, форму якого наведено в додатку 1 до цих Правил. Забороняється змінювати обсяги робіт, передбачених нарядом-допуском на виконання робіт підвищеної небезпеки.

7.2. Особа, відповідальна за виконання робіт, зобов’язана особисто оглянути місце роботи та умови, у яких ця робота повинна виконуватися, та впевнитись, що ємність, апарат або колодязь підготовлені до роботи.

7.3. Для виконання робіт у закритих просторах працівники повинні забезпечуватися:

спецодягом і спецвзуттям, які відповідають конкретним умовам роботи та забезпечують захисні властивості;

захисним поясом з рятувальним фалом;

акумуляторними ліхтарями у вибухозахищеному виконанні з джерелом живлення напругою не більше ніж 12 В;

шланговим протигазом з набором масок зі шлангом, довжина якого повинна бути на 2 м більше, ніж глибина закритого простору, або ізолювальним дихальним апаратом на стисненому повітрі чи апаратом з повітряним шланговим;

газоаналізатором;

переносними попереджувальними знаками безпеки;

спеціальним пристроєм для відкривання кришок люків і перевірки міцності скоб для спуску в закритий простір та підйому;

первинними засобами пожежогасіння (вогнегасником) та протипожежним покривалом.

7.4. Забороняється одночасне виконання електрозварювальних та газополум’яних робіт усередині закритих просторів.

7.5. Під час роботи всередині закритого простору дозволяється користуватися тільки світильником напругою не більше ніж 12 В у вибухозахищеному виконанні. Вмикання і вимикання світильника необхідно виконувати поза ємністю. Забороняється користуватися джерелом світла з відкритим вогнем.

7.6. У разі виявлення несправностей у засобах захисту, пристроях, інструментах працівники повинні припинити роботу та повідомити про це особу, відповідальну за безпечне виконання робіт.

7.7. Перед початком роботи працівники повинні:

оглянути підступи до робочого місця, у разі потреби звільнити їх від сторонніх предметів;

підготувати необхідний інструмент та перевірити його справність;

огородити робочі зони захисним огородженням, установити знаки безпеки і сигнальне освітлення згідно з вимогами плану виконання робіт;

перевірити міцність скоб чи драбин за допомогою жердини.

7.8. Ємність, апарат, що підлягають розкриттю, повинні бути звільнені від продукту, відключені від трубопроводів та інших апаратів. Заглушки із хвостовиками і прокладками повинні бути встановлені на всіх без винятку комунікаціях, які підведені до апарату, із записом у відповідному журналі.

7.9. Перед розкриттям ємності, апарату особа, відповідальна за проведення робіт, зобов’язана особисто впевнитись у надійності відключення трубопроводів від інших апаратів, а також перевірити правильність переключення кранів, установлення заглушок і додержання інших заходів безпеки.

7.10. Усі ємності та апарати, що підлягають розкриттю, огляду чи ремонту, повинні бути звільнені від продукту, відключені від систем трубопроводів і діючого обладнання за допомогою стандартних заглушок або перекриття запірної арматури із звільненням їх від продукту (згідно із схемою, яка повинна бути прикріплена до наряду-допуску) та залежно від властивостей хімічних продуктів, що знаходилися в них, промиті, пропарені гострою парою, продуті інертним газом чи чистим повітрям.

Забороняється видаляти з ємності, апарату залишки газу стисненим повітрям або шляхом випалення.

7.11. Ємність, апарат, які були нагріті в процесі експлуатації або підготовки до ремонтних робіт, перед допуском у них працівників повинні бути охолоджені до температури, що не перевищує 30 °С.

7.12. Після пропарювання, вентиляції і промивання ємності, апарату необхідно зробити аналіз газоповітряного середовища на вміст шкідливих та вибухонебезпечних парів і газів. Робота всередині ємності, апарату дозволяється, якщо вміст шкідливих парів і газів не перевищує меж, допустимих санітарними нормами.

Незалежно від результату первинної перевірки повторний контроль газоповітряного середовища в закритому просторі виконується щогодини.

7.13. Перед спуском у закритий простір необхідно оглянути його, перевірити на загазованість і в разі її наявності ретельно провентилювати переносними вентиляторами у вибухобезпечному виконанні, провести повторний аналіз повітряного середовища.

У разі загазованості понад ГДК, але менше ніж 20 % від НКГВ спускатися до закритого простору необхідно у шланговому або ізолювальному протигазі.

7.14. У всіх випадках на працівника, який спускається в ємність, апарат, підземну споруду, повинен бути вдягнений рятувальний пояс із хрестоподібними лямками та сигнально-рятівним мотузком, вільний кінець якого, завдовжки не менше ніж 3 м, виводиться зовні і постійно знаходиться в руках дублера. За відсутності зв'язку між виконавцем робіт та дублером повинна бути встановлена система подання умовних сигналів.

7.15. Шланговий протигаз з відрегульованою подачею повітря працівник надягає безпосередньо перед спусканням у закритий простір. Герметичність складання, підгонку маски протигаза і справність повітродувки перевіряє особа, відповідальна за проведення робіт.

Повітрозабірний патрубок шлангу протигаза виводять назовні не менше ніж на 2 м і закріплюють у зоні чистого повітря. При цьому шланг необхідно розміщувати таким чином, щоб унеможливити припинення доступу повітря через перекручування, перегини, а також стискання через наїзд транспортних засобів, перехід працівників тощо.

7.16. Робота всередині замкненого простору без шлангового протигазу допускається у виняткових випадках за умови наявності в закритому просторі не менше ніж 19,5 % сталого об'єму кисню і сталої концентрації шкідливих газів (парів) нижче ГДК, передбачених санітарними нормами, відсутності можливості надходження в робочу зону шкідливих речовин, парів та газів, а також достатнього надходження в робочу зону повітря, а також за умови обов'язкової наявності шлангового протигазу в працівника, що перебуває у закритому просторі, для можливості оперативного його застосування.

7.17. Для виконання робіт у закритих просторах повинна призначатися бригада працівників у кількості не менше трьох осіб (виконавець робіт, дублер, спостерігач). Перебування всередині ємності дозволяється одній людині. При цьому двоє працівників, які перебувають поза зоною закритого простору, повинні страхувати безпосереднього виконавця робіт за допомогою рятувального фала, який прикріпляється до рятувального поясу.

Рятувальний пояс повинен надягатися поверх одягу, мати хрестоподібні лямки; прикріплений до нього рятувальний фал повинен бути завдовжки на 2 м більше ніж глибина закритого простору, але не більше ніж 10 м під час роботи у шланговому протигазі, а при використанні ізолювального дихального апарату на стисненому повітрі чи апараті повітряного шлангового - на 2 м більше глибини закритого простору.

Рятувальний фал прив'язують до кільця поясу і пропускають через кільце, прикріплене до перехресних лямок на спині, з таким розрахунком, щоб при евакуації потерпілого із

закритого простору за допомогою рятувального фала тіло його мало положення вертикально головою вгору.

7.18. У разі потреби перебування в замкненому просторі більшої кількості працівників у наряд-допуск на виконання газонебезпечних робіт повинні бути внесені додаткові заходи безпеки, що передбачають збільшення кількості спостерігачів (додатково не менше ніж один спостерігач та один дублер на одного працівника в ємності), порядок входу та евакуації працівників, порядок розміщення шлангів, забірних патрубків протигазів, сигнально-рятувальних фалів, наявність засобів зв'язку і сигналізації на місці проведення робіт та інше.

Під час роботи всередині ємності, апарату двох і більше осіб повітряні шланги і рятувальні фали повинні розміщуватися в діаметрально протилежних напрямках. При цьому необхідно унеможливити взаємне перехрещування та перегинання шлангів як зовні, так і всередині ємності апарату.

7.19. Працівники всередині закритого простору і їх дублери зобов'язані знати перші ознаки отруєння, правила евакуації потерпілих з ємності і заходи щодо надання їм домедичної допомоги.

7.20. Під час виконання робіт усередині ємності, апарату спостерігач та дублер повинні перебувати біля ємності, апарату, вести безперервний нагляд за виконавцем робіт, справним станом шлангу, розміщенням забірного патрубка в зоні чистого повітря та не допускати перегинань шлангу.

Забороняється відволікати на інші роботи спостерігача та дублера до тих пір, поки працівник у закритому просторі не вийде на поверхню.

7.21. Спостерігач та дублер повинні бути в такому самому спорядженні, що і працівник у ємності, апараті, і бути готовими надати йому допомогу.

7.22. У разі виявлення будь-яких несправностей (прокол шлангу, зупинка повітродувки, обрив рятувальної мотузки тощо), а також у разі спроби працівника зняти шолом-маску протигаза робота всередині закритого простору повинна бути негайно припинена, а працівник витягнутий з ємності.

7.23. Якщо під час роботи всередині закритого простору працівник втратив свідомість, дублер разом зі спостерігачем зобов'язані негайно витягнути потерпілого. У разі необхідності спускання в закритий простір для рятування потерпілого дублер терміново викликає допомогу і тільки після прибуття допомоги спускається в закритий простір.

7.24. Якщо під час роботи в закритому просторі працівник відчує нездужання, він повинен подати сигнал спостерігачу, припинити роботу і вийти із закритого простору.

7.25. Тривалість одноразового перебування працівника в протигазі не повинна перевищувати 30 хвилин з наступним відпочинком на чистому повітрі не менше ніж 15 хвилин.

7.26. Роботи всередині закритих просторів, у яких можливе утворення вибухопожежонебезпечних сумішей, повинні проводитися за допомогою інструменту та інвентарю, що унеможливлюють іскроутворення. Забороняється проведення робіт

усередині закритих просторів у комбінезонах, куртках та іншому верхньому одязі з матеріалів, що електризуються.

7.27. Проникнення працівників у закриті простори, що мають верхній і нижній люки, повинно здійснюватися тільки через нижній люк при відкритому верхньому.

7.28. Після закінчення робіт особа, відповідальна за проведення робіт, повинна особисто перевірити відсутність усередині закритого простору людей, інвентарю, інструменту та надати дозвіл на закриття люків і на зняття заглушок, установлених на трубопроводах.

V. Буріння нафтових і газових свердловин

1. Підготовчі і вишкомонтажні роботи

1.1. Основним документом на влаштування свердловин є робочий проєкт, розроблений відповідно до вимог відомчих будівельних норм та з урахуванням вимог відповідних нормативно-правових документів й цих Правил.

1.2. Буріння свердловин розпочинається за наявності затвердженого робочого проєкту на влаштування свердловини, оформлення та видачі вишкомонтажній бригаді наряду на його проведення.

1.3. При влаштуванні свердловин на родючих землях і землях активного господарського використання до початку монтажу бурового обладнання необхідно зняти родючий шар ґрунту для здійснення рекультивації після завершення буріння та облаштування устя свердловини.

1.4. Планувальні роботи та організоване водовідведення на майданчиках для бурової установки необхідно проводити з урахуванням рекомендацій наданих у вишукувальній частині робочого проєкту, а також з урахуванням проєктних розрахунків та досвіду будівництва.

1.5. До демонтажу бурової установки на електроприводі дозволяється приступати після виконання технічних заходів і письмового погодження з особою, відповідальною за експлуатацію електрогосподарства.

1.6. Транспортування великогабаритного блока з буровою вишкою чи окремо бурової вишки у вертикальному положенні виконується за проєктом, який затверджується керівництвом підприємства, що здійснює вишкомонтажні роботи, після погодження траси з відповідними органами. Робота виконується під керівництвом відповідальної посадової особи вишкомонтажного цеху.

У проєкті визначаються:

способи транспортування обладнання;

траса пересування обладнання і шляхи руху підтримувальної техніки;

способи подолання ровів, ярів, вирубки лісу, вирівнювання траси, переходу через дороги, ЛЕП;

кількість техніки - основної і допоміжної;

кількість і порядок розміщення членів бригади, які беруть участь у транспортуванні обладнання;

погодження з організацією, що експлуатує ЛЕП (у разі її перетинання).

1.7. Виконання робіт на висоті здійснюється згідно з вимогами Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті, затверджених наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 27 березня 2007 року № 62, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 04 червня 2007 року за № 573/13840.

1.8. Забороняються роботи на висоті з монтажу, демонтажу та ремонту бурових вишок і щогл, а також пересування бурових вишок у вертикальному положенні в нічний час, за швидкості вітру понад 15 м/с, під час грози, зливи і сильного снігопаду, у разі ожеледі, туману з горизонтальною видимістю менше ніж 50 м, температури повітря нижче ніж мінус 30 °С.

1.9. Забороняється одночасно перебувати на різній висоті бурової вишки працівникам, які не зайняті виконанням спільної роботи.

1.10. Забороняється на час перерви монтажно-демонтажних робіт залишати в підвішеному стані вузли і частини обладнання.

1.11. Забороняється монтаж, стягування бурової вишки з устя свердловини за наявності тиску на усті свердловини без розроблення відповідних заходів безпеки.

Після розроблення заходів та інформування центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці, допускається після освоєння свердловини демонтувати буровий верстат без глушіння свердловини.

1.12. У разі коли на свердловинах використовується спеціальне обладнання (поверхневі захисні саркофаги тощо), відстань між устям окремо розташованої експлуатаційної свердловини і такої, що буриться, може бути зменшена порівняно з мінімальними відстанями між будівлями і спорудами об’єктів облаштування родовища нафтових і газових родовищ, зазначеними в додатку 4 до цих Правил, за умови погодження з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці, та спеціалізованою аварійно-рятувальною службою.

2. Бурові установки. Бурове обладнання та інструмент

2.1. Бурові установки повинні відповідати технічній документації підприємств-виробників та бути оснащені такими системами безпеки:

обмежувачем висоти підйому талевого блока;

блокувальними пристроями щодо попередження вмикання бурової лебідки при знятих задніх щитах огородження;

автозатягувачем ведучої труби (квадрата) у шурф;

блокувальними пристроями щодо попередження вмикання ротора при піднятих клинах ПКР;

запобіжними пристроями в разі перевищення тиску в трубопроводах господарської лінії очисно-циркуляційної системи і нагнітальної лінії блока хімреагентних ємностей на 10-15 % більше, ніж допустимий тиск;

ЦС ємностей, кожна з яких повинна мати справну засувку для відокремлення її від інших ємностей та люк для зручного видалення з неї шламу або осаду. Кожна з цих ємностей повинна бути обладнана механічним рівнеміром. Механічними рівнемірами необхідно обладнати дві прийомні ємності, з яких здійснюється циркуляція бурового розчину;

ємностями для запасу бурового розчину у відповідних проєкту об'ємах;

механізмами для приготування, оброблення, обважнення, очищення, дегазації і перемішування розчину, збору шламу та відпрацьованої рідини при безамбарному бурінні;

пристроєм для осушення повітря пневмосистеми бурової установки;

заспокоювачем ходового кінця талевого каната;

системою обігріву підсвічника та робочого місця бурильника;

системою оперативного зв'язку бурильник з верховим працівником;

первинними засобами пожежогасіння;

приладом для автоматичного відключення бурової лебідки в разі перевантаження талевої системи і вишки (якщо він передбачений конструкцією і підприємством-виробником).

2.2. Пересувна люлька верхового працівника та люлька працівника для спуску обсадних колон повинні бути оснащені системами безпеки та блокування згідно з технічною документацією підприємства-виробника.

2.3. Освітленість робочих поверхонь бурових установок повинна бути не менше ніж:

для роторного столу - 100 лк;

для шляху руху талевого блока - 30 лк;

для приміщення лебідкового і насосного блоків, превентора - 75 лк;

для сходів, маршів, спусків, приймальних містків - 30 лк.

2.4. Нові типи бурових установок, що застосовуються для буріння нафтових і газових свердловин, повинні відповідати вимогам вибухобезпеки.

2.5. Керування буровою лебідкою повинно здійснюватися з пульта бурильника, пуск бурових насосів у роботу - з місцевого пульта. При пуску насоса з пульта бурильника біля насосів повинна бути встановлена звукова та світлова сигналізація.

Зупинка бурової лебідки повинна здійснюватися з пульта бурильника та місцевого пульта.

2.6. Роботи на приймальних містках бурової установки із затягування і викидання труб, з обслуговування гідравлічних блоків бурових насосів повинні бути механізовані.

Вантажопідіймальні механізми на приймальних містках повинні мати дистанційне керування.

2.7. Конструкція допоміжної лебідки повинна забезпечувати плавне переміщення і надійне утримання вантажу у висячому положенні з використанням каната діаметром не менше ніж 12,5 мм. З пульта керування лебідкою повинні добре оглядатися місця роботи і переміщення вантажу. У разі неможливості виконання цієї вимоги використовується сигнальник.

2.8. На буровому майданчику повинна бути доливна ємність циліндричної або прямокутної форми з відкритою поверхнею мінімальної площі. Забороняється використання деформованих ємностей як доливних, якщо деформація ускладнює користування ємністю за призначенням.

Об’єм доливної ємності повинен бути на 20 % більше, ніж максимальний об’єм бурильного інструменту, який перебуває в свердловині.

Ємність повинна мати люк для зручного очищення від осаду, бути обладнана рівнеміром, проградуйована з ціною поділки не більше ніж 200 літрів. Шкала рівня та рівнемір повинні бути освітлені в темну пору доби.

Для контролю за станом ємності та рівнеміра ємність повинна мати сходи тунельного типу. Нормальний стан ємності - порожня, очищена від осаду. Ємність заповнюється перед підйомом і спорожняється після його закінчення.

На бурових установках, що оснащені автоматичною системою контролю доливу свердловин, допускається їхнє використання замість доливної ємності.

2.9. Конструкція основи бурової вишки повинна передбачати можливість монтажу превенторної установки на усті свердловини і демонтажу основи при встановленій ФА або її частини, а також раціонального розміщення:

засобів автоматизації, механізації і пультів керування;

шурфів для встановлення ведучої труби, ОБТ, допоміжних шурфів для нарощування.

2.10. Роботи з установлення ведучої труби і ОБТ у шурф повинні бути механізовані.

2.11. Бурові вишки (крім мобільних бурових установок) повинні бути обладнані площадками для обслуговування кронблока та заміни бурового шлангу.

2.12. Бурові вишки повинні оснащуватися маршовими сходами з перехідними площадками через кожні 6 м або сходами тунельного типу.

2.13. Бурові насоси комплектуються компенсаторами, що заповнюються повітрям або інертним газом, при цьому тиск у компенсаторах повинен відповідати паспортній характеристиці відповідно до тиску в напірній лінії маніфольда.

2.14. Бурові насоси кріпляться до фундаментів чи до основи насосного блока, а нагнітальний трубопровід - до блокових основ і проміжних стійок. Повороти трубопроводів виконуються плавно або робляться прямокутними з відбійними елементами для запобігання ерозійному зношенню. Допускається використання гнучких нагнітальних трубопроводів високого тиску. Повинна бути забезпечена можливість подання

цементувальним агрегатом рідини в нагнітальний маніфольд як через стояк, так і від ємностей ЦС.

2.15. У системі керування автоматичним ключем повинна передбачатися можливість повного його відключення від систем живлення, а також блокування з метою запобігання випадковому ввімкненню.

2.16. Порядок організації і проведення ПЗР бурового та енергетичного обладнання встановлюється положенням, яке розробляє підприємство, що експлуатує обладнання.

Бурове обладнання та інструмент повинні мати технічний паспорт або інші експлуатаційні документи, до яких вносяться дані про їх експлуатацію, ремонт і дефектоскопію.

На кожній буровій установці повинен бути комплект інструкцій з експлуатації всього обладнання та механізмів.

2.17. Пневматичну (гідравлічну) систему керування бурової установки (трубопроводи, крани) після монтажу і ремонту необхідно випробовувати на тиск, що перевищує робочий на 25 %.

2.18. Усі кріплення, які встановлюються на буровій вишці, повинні унеможливлювати їх самовільне розкріплення і падіння.

2.19. Буровий насос повинен мати запобіжний пристрій заводського виготовлення, що спрацьовує при тиску, який на 3,5 % менше ніж максимально допустимий тиск насоса при встановлених втулках відповідного діаметра.

2.20. Конструкція запобіжного пристрою повинна забезпечувати його надійне спрацьовування при встановленому тиску незалежно від тривалості контакту з хімічно обробленим буровим розчином з високим вмістом твердої фази, тривалості впливу негативних температур повітря, а також унеможливлювати травмування працівників, забруднення обладнання і приміщення в разі спрацьовування.

2.21. Обв’язка бурових насосів повинна забезпечувати:

можливість приготування, обробки та обважнення бурового розчину з одночасним промиванням свердловини;

повне зливання рідини та продувку нагнітального трубопроводу стисненим повітрям.

Якщо горизонти з можливим ГНВП розкриваються під час роботи двох насосів, необхідно передбачити можливість їх одночасної роботи з однієї ємності. В обв’язці між ємностями ЦС повинні бути запірні пристрої.

2.22. На нагнітальному трубопроводі насосів установлюється пристрій з дистанційним керуванням, що дозволяє пускати бурові насоси без навантаження з поступовим виведенням їх на робочий режим (за умови контролю за тиском). Викид від пускової засувки повинен бути прямолінійним та надійно закріпленим з ухилом у бік зливу в приймальну ємність. На бурових установках з регульованим приводом насоса встановлення пускових засувок не обов’язкове, але повинна бути встановлена засувка для скидання тиску в нагнітальному трубопроводі.

2.23. Нагнітальний трубопровід бурових насосів і стояк після їх монтажу чи ремонту підлягають гідравлічним випробуванням під тиском, що в 1,5 раза перевищує максимальний робочий тиск, згідно з проєктом на спорудження свердловини із складанням акта про випробування нагнітальних ліній бурових насосів згідно з додатком 5 до цих Правил.

2.24. Буровий шланг обмотується м'яким сталевим канатом діаметром не менше ніж 12,5 мм з петлями через кожні 1,0-1,5 м по всій довжині. Кінці каната кріпляться до бурової вишки і корпусу вертлюга.

На бурових установках з СВП кріплення бурових шлангів, трубопроводів та кабельної системи управління виконується згідно зі схемою підприємства- виробника.

2.25. Ходовий і нерухомий кінці сталевого каната під навантаженням не повинні торкатися елементів бурової вишки.

2.26. Машинні ключі підвішуються горизонтально на сталевих канатах діаметром не менше ніж 12,5 мм і обладнуються контрвантажами для легкості регулювання висоти. Механізми зрівноваження машинних ключів повинні бути огороджені.

2.27. Машинний ключ, крім робочого каната, оснащується страховим канатом діаметром не менше ніж 18 мм, який одним кінцем кріпиться до корпусу ключа, а іншим - до основи вишкового блока чи ноги бурової вишки. Страховий канат повинен бути довше за робочий канат на 15-20 см. Канати повинні кріпитися окремо один від одного.

2.28. Оснащення талевої системи повинно відповідати вимогам проєкту і технічним умовам експлуатації бурової установки.

2.29. У процесі експлуатації бурова вишка кожні два місяці повинна оглядатися буровим майстром і механіком та один раз на рік - спеціальною бригадою з обстеження бурових вишок у порядку, визначеному підприємством. Результати огляду за їх підписами заносяться до журналу перевірки технічного стану обладнання.

Крім того, стан бурової вишки перевіряється за участю представника вишкомонтажного цеху або особи, що відповідає за монтаж, у таких випадках:

перед спуском обсадної колони;

перед початком та після закінчення аварійних робіт, які вимагають розходжування прихопленої колони труб;

після сильного вітру зі швидкістю: для відкритої місцевості - більше ніж 15 м/с, для лісів або в разі, коли бурова вишка споруджена в котловині,- більше ніж 21 м/с;

до початку та після закінчення перетягування бурової вишки;

після відкритих фонтанів і викидів.

За результатом перевірки технічного стану бурової вишки оформлюється акт про перевірку бурової вишки згідно з додатком 6 до цих Правил за підписом спеціалістів, що проводили огляд.

Кронблоки, рами кронблоків та підкронблочні балки бурових вишок і щогл повинні оглядатися з перевіркою всіх вузлів кріплення не рідше ніж один раз на два місяці.

Дефектні елементи бурової вишки повинні бути відновлені або замінені до початку робіт. Основні ремонтні роботи повинні фіксуватися в технічному паспорті бурової вишки.

Після граничного строку експлуатації бурової вишки здійснюється її експертне обстеження згідно з вимогами Порядку проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 26 травня 2004 року № 687.

2.30. Усі приміщення бурової установки після розкриття продуктивного горизонту повинні провітрюватися, для чого в приміщеннях насосного, дегазаційного блоків та блока ємностей бурового розчину повинні бути облаштовані вікна. Бурова бригада повинна бути забезпечена газоаналізаторами для проведення необхідних замірів.

3. Буріння свердловин

3.1. Загальні вимоги

3.1.1. Уведення змонтованої бурової установки в роботу здійснюється за рішенням комісії з приймання бурової установки після повної готовності, випробування, обкатування всього обладнання та за наявності укомплектованої бурової бригади.

Склад комісії визначається наказом підприємства. У роботі комісії також бере участь представник центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

Про введення змонтованої бурової установки в роботу попередньо не пізніше ніж за 5 робочих днів повідомляється центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

У разі неявки представника центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці, комісія підприємства має право введення бурової установки в експлуатацію самостійно (за умови наявності документів, що підтверджують запрошення такого представника).

Комісією оформлюється акт про введення в експлуатацію бурової установки згідно з додатком 7 до цих Правил.

Пускова документація повинна зберігатися на буровому підприємстві і буровому майданчику.

3.1.2. У процесі буріння згідно з нормативно-технічними документами контролюються такі параметри:

вага на гаку з реєстрацією на діаграмі;

якісна характеристика бурового розчину з реєстрацією в журналі;

тиск у маніфольді бурових насосів з реєстрацією на діаграмі чи в журналі;

рівень розчину в приймальних ємностях під час буріння.

КВП для контролю за процесом буріння повинні перебувати в полі зору бурильника і бути захищеними від вібрації та атмосферних опадів.

У процесі буріння необхідно контролювати траєкторію стовбура свердловини. Обсяг та періодичність вимірів визначаються проєктом. На буровій установці повинна бути схема фактичної траєкторії стовбура в просторі.

У процесі буріння після завершення довбання ведучу трубу та першу свічу необхідно піднімати на першій швидкості. Під час використання СВП двохтрубку та першу свічу необхідно піднімати на першій швидкості.

Під час ведення бурових робіт для контролю за процесом буріння, якістю бурового розчину та іншим необхідно використовувати відповідні КВП.

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал за встановленою формою.

3.1.3. Начальник бурової установки або буровий майстер надає керівництву бурового підприємства добовий рапорт про роботи, що проведені на буровій. До добового рапорту додаються діаграми реєстраційних КВП.

3.1.4. Організація і порядок зміни вахти встановлюються положенням, розробленим буровим підприємством.

3.1.5. Передавання закінчених бурінням свердловин в експлуатацію здійснюється комісією, до складу якої входять представники надрокористувача, підрядної організації та представник центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

3.2. СПО

3.2.1. СПО в процесі буріння проводяться з урахуванням технічного стану та характеристик бурового обладнання, стану свердловини, а також особливостей технологічних операцій, що виконуються.

Швидкості СПО регламентуються технологічною службою бурового підприємства, виходячи зі стану стовбура свердловини і допустимих коливань величини гідродинамічного тиску на вибій та стінки свердловини.

3.2.2. Виконувати СПО необхідно з використанням механізмів для згвинчування (розгвинчування) труб та спеціальних пристроїв. Між бурильником і верховим працівником повинна бути встановлена звукова сигналізація.

3.2.3. При підніманні бурильної колони зовнішня поверхня труб повинна очищатися від бурового розчину за допомогою спеціальних пристроїв (обтираторів).

3.2.4. Ліквідація ускладнень у процесі піднімання або спускання бурильного інструменту проводиться відповідно до заходів щодо запобігання аваріям та згідно з нормативно-технічними документами.

3.2.5. На устя встановлюється пристрій, що запобігає падінню сторонніх предметів у свердловину під час СПО.

3.2.6. Для запобігання зісковзуванню бурильних труб і ОБТ з підсвічника підсвічник повинен мати металеву окантовку по периметру заввишки не менше ніж 70 мм та отвори для стікання бурового розчину та іншої рідини.

3.2.7. Забороняється проводити СПО в разі:

1) відсутності або несправності обмежувача підняття талевого блока (СПВ);

2) несправності обладнання, інструменту;

3) неповного складу вахти;

4) швидкості вітру понад 15 м/с;

5 видимості менше ніж 50 м під час туману і снігопаду;

6) застопореного гака талевого блока.

3.2.8. Забороняється розкріплювати і згвинчувати різьбові з'єднання бурильних труб та інших елементів компоновки бурильної колони за допомогою ротора.

3.2.9. Бурова бригада щозміни повинна проводити огляд вантажопідіймального обладнання та пристроїв (лебідки, СВП, талевого блока, гака, гакоблока, вертлюга, стропів, талевого каната і пристроїв для його кріплення, елеваторів, спайдерів, запобіжних пристроїв, штропів, ОП, блокувань тощо).

3.2.10. Під час СПО працівникам забороняється:

перебувати в радіусі (зоні) дії автоматичних і машинних ключів, робочих і страхових канатів;

подавати бурильні свічі з підсвічника і встановлювати їх на підсвічник без використання спеціальних пристроїв (відвідних гачків);

викидати на містки «двотрубку» або брати її з містків для нарощування;

користуватися перевернутим елеватором, а також елеваторами, які не обладнані запобіжником їх самовільного розкриття;

викидати труби на містки, коли дверка елеватора повернута вниз.

3.2.11. Режими підняття ненавантаженого елеватора, а також зняття з ротора колони бурильних і обсадних труб повинні унеможливлювати розгойдування талевої системи.

3.2.12. Підводити машинні та автоматичні ключі до колони бурильних (обсадних, НКТ) труб дозволяється лише після посадки колони на клини чи елеватор.

3.2.13. Під час застосування пневморозкріплювача необхідно, щоб натяжний канат і ключ розташовувалися в одній горизонтальній площині. Канат повинен надійно кріпитися до штока пневморозкріплювача. Робота пневморозкріплювача без направляючого поворотного ролика забороняється.

3.2.14. Кульовий кран, установлений на ведучій трубі, на СВП, повинен постійно бути у відкритому стані. Закривати його необхідно лише за окремою командою під час ГНВП.

3.2.15. Забороняється вмикати клиновий захоплювач до повної зупинки руху бурильної колони.

3.2.16. Забороняється вмикання ротора в разі незастрахованих (незакріплених) від вискакування з ротора роторних клинів.

3.2.17. Під час СПО до повної зупинки елеватора забороняється перебування працівників у радіусі 2 м від ротора.

3.2.18. Розміри змінних клинів ПКР та механізму захоплення свічі комплексу для автоматичного виконання СПО повинні відповідати зовнішнім діаметрам труб, що ними утримуються.

3.2.19. Забороняється проводити буріння квадратними клинами, якщо вони не закріплені щонайменше двома болтами або не зафіксовані згідно з рекомендаціями заводу-виробника.

3.3. Бурові розчини

3.3.1. Тип і властивості бурового розчину разом з технологічними заходами і технічними засобами повинні забезпечувати безаварійні умови буріння та безпечне розкриття продуктивних горизонтів.

3.3.2. Густина бурового розчину під час розкриття газонафтоводонасичених пластів повинна визначатися для горизонту з максимальним градієнтом пластового тиску в інтервалі сумісних умов буріння.

3.3.3. Густина бурового розчину в інтервалах сумісних умов буріння повинна визначатися з розрахунку створення стовпом бурового розчину гідростатичного тиску в свердловині, який перевищує Рпл на величину:

1) від 10 % до 15 % - для свердловин глибиною до 1200 м (інтервалів від 0 м до 1200 м), але не більше ніж 1,5 МПа;

2) від 5 % до 10 % - для свердловин глибиною до 2500 м (інтервалів від 1200 м до 2500 м), але не більше ніж 2,5 Мпа;

3) від 4 % до 7 % - для свердловин глибиною понад 2500 м (інтервалів від 2500 м і до проєктної глибини), але не більше ніж 3,5 Мпа.

У разі використання обладнання, яке дає змогу контролювати та регулювати устьовий надлишковий тиск у свердловині, дозволяється проводити буріння на збалансованих тисках та/або під час депресії на пласт, при цьому відповідна технологія повинна бути передбачена робочим проєктом або відповідним планом робіт. Використання таких технологій повинно здійснюватися за узгодженням з проєктувальником, замовником, підрядником, спеціалізованою аварійно-рятувальною службою та центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

3.3.4. Максимально допустима репресія (з урахуванням гідродинамічних втрат) повинна унеможливлювати гідророзрив або поглинання бурового розчину на будь-якій глибині інтервалу сумісних умов буріння.

3.3.5. В інтервалах, складених глинами, аргілітами, глинистими сланцями, солями, схильними до текучості та втрати стійкості, густина, фільтрація та хімічний склад бурового розчину встановлюються, виходячи з потреби забезпечення стійкості стінок свердловини. При цьому репресія не повинна перевищувати меж, установлених для всього інтервалу сумісних умов буріння.

3.3.6. При розкритих продуктивних горизонтах у разі поглинання бурового розчину подальші роботи ведуться за окремим планом, складеним за спільним рішенням проєктувальника, замовника, підрядника та спеціалізованої аварійно-рятувальної служби, який оформлюється протоколом.

3.3.7. Не допускається відхилення густини бурового розчину (звільненого від газу), що перебуває в циркуляції, більше ніж на 30 кг/м^3 (0,03 г/см^3) від установленої проєктом величини. Відхилення густини бурового розчину дозволяється в разі ліквідації ГНВП та у випадках, зазначених в підпункті 3.3.5 пункту 3.3 глави 3 розділу V цих Правил, і не потребує внесення змін до проєкту.

3.3.8. Обробка бурового розчину проводиться відповідно до розробленої рецептури, при цьому необхідно дотримуватись вимог інструкцій з безпечної роботи з хімічними реагентами і користуватися захисними засобами.

3.3.9. У разі технологічної потреби підвищення густини бурового розчину шляхом закачування окремих порцій обважненого розчину здійснюється за спеціальним планом, затвердженим керівництвом бурового підприємства та погодженим зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою.

3.3.10. При застосуванні бурових розчинів на вуглеводневій основі повинні вживатися заходи щодо запобігання забрудненню робочих місць і загазованості повітряного середовища. Для контролю загазованості повинні проводитися вимірювання повітряного середовища біля ротора, у блоці приготування розчину, біля вібросит та в насосному приміщенні, а в разі появи загазованості - вживатися заходи щодо її усунення.

У разі концентрації пари вуглеводнів понад 300 мг/м^3 роботи повинні бути припинені, люди - виведені з небезпечної зони.

3.3.11. Температура самозаймання парів розчину на вуглеводневій основі повинна на 50 °С перевищувати максимально очікувану температуру розчину на усті свердловини.

3.3.12. Очищення бурового розчину від вибуреної породи і газу повинно здійснюватися комплексом засобів, передбачених проєктом на спорудження свердловини.

3.4. Компонування та експлуатація бурильних колон

3.4.1. Компонування бурильної колони повинно відповідати розрахунку, закладеному в проєкті.

Запаси міцності бурильної колони при дії на неї статичного осьового розтягувального навантаження з урахуванням крутного моменту та згинаючого навантаження повинні бути не менше ніж:

1,5 - для роторного буріння;

1,4 - при бурінні вибійними двигунами.

Запас міцності бурильної колони (на зминання) у разі застосування клинового захоплювача і під час впливу на трубу надлишкового зовнішнього і внутрішнього тиску повинен бути не менше ніж 1,15.

3.4.2. Компонування бурильної колони повинно проводитися згідно з її розрахунком та планом проведення відповідних робіт.

3.4.3. Експлуатація будь-якого елемента бурильної колони без паспорта (комплекту експлуатаційної документації) забороняється. Періодичність дефектоскопії бурильних труб наведено в додатку 8 до цих Правил.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, ОБТ, ТБТ), перехідники та опорно-центрувальні елементи бурильної колони виписуються до початку експлуатації бурильного інструменту і заповнюються протягом усього терміну експлуатації до їх списання.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, ОБТ, ТБТ), перехідники, а також на всі елементи компоновки низу бурильної колони повинні бути на базі підприємства або в буровій бригаді (бригаді КРС).

Дані про їх установлення в компонування бурильної колони, напрацювання та проведені дефектоскопії повинні регулярно вноситися до паспортів безпосередньо начальником бурової установки.

На буровому майданчику (у бригаді КРС) на всі складові компонування колони труб і аварійний інструмент, що працюють у свердловині, повинні бути ескізи з позначенням зовнішніх та внутрішніх діаметрів і довжин.

3.4.4. Необхідність установлення протекторів на бурильні труби визначається проєктом.

3.4.5. Згвинчування замкових з’єднань бурильних, ведучих, обважнених бурильних труб, перехідників та елементів компонування низу бурильної колони проводиться відповідно до рекомендованих підприємствами-виробниками величин крутних моментів.

3.5. Буріння електробуром

3.5.1. Високовольтна камера станції керування електробуром, у якій установлені контактор і роз’єднувач силового кола електробура, повинна мати двері, механічно зблоковані з приводом роз’єднувача, для запобігання відкриттю їх при ввімкненому роз’єднувачі.

На дверях освітленої всередині високовольтної камери повинно бути віконце для спостереження за положенням усіх трьох рухомих контактів («ножів») роз’єднувача (увімкнуті чи вимкнуті). Про справність механічного блокування дверей і освітлення камери помічник бурильника в разі електробуріння робить запис в експлуатаційному журналі один раз на зміну.

3.5.2. Усі зовнішні болтові з’єднання на кільцевому струмоприймачі електробура повинні мати кріплення, що запобігають самовідгвинчуванню їх під час вібрації.

3.5.3. Робота з нарощування бурильної колони, а також промивання водою контактної муфти робочої труби (квадрата) повинна проводитися при вимкнутому роз'єднувачі електробура.

Увімкнення роз'єднувача допускається лише після закінчення накручування робочої труби.

На щиті КВП бурової установки повинно бути встановлено світлове табло, яке сигналізує про ввімкнення або вимкнення лінійного роз'єднувача в станції керування електробуром.

3.5.4. Перед виконанням робіт на кільцевому струмоприймачі необхідно вимкнути роз'єднувач електробура, а також загальний рубильник або встановлений автомат кіл керування. На приводах роз'єднувача і рубильника (установленому автоматі) повинні бути розміщені попереджувальні знаки «Не вмикати - працюють люди!».

3.5.5. Під час виконання ремонтних робіт на панелі станції керування електробуром повинна бути знята напруга з кабелю, що живить кола керування, і вимкнутий роз'єднувач електробура. На приводах вимкнутих апаратів повинні бути розміщені попереджувальні знаки «Не вмикати - працюють люди!».

3.5.6. У кожну фазу кола живлення електробура повинен бути включений амперметр, установлений на пульті керування електробуром.

3.5.7. Кабель, що живить електробур, на всій відстані від трансформатора до станції керування і від останньої до відмітки 3 м над рівнем підлоги бурової (на ділянці вертикального прокладення кабелю біля стояка трубопроводу промивальної рідини) повинен бути захищений від механічних пошкоджень.

3.5.8. Усі металеві конструкції (бурова вишка, привишкові споруди, корпуси електрообладнання, пультів і станцій керування, труби для прокладання кабелю і проводів корпусу кільцевого струмоприймача і вертлюга, сталевий запобіжний канат, що обв'язує буровий шланг, та інше) пов'язані із системою живлення електричною енергією електробура, повинні бути заземлені термостійкими провідниками, приєднання яких повинно виконуватися зварюванням, а де це неможливо - болтовими з'єднаннями.

Місця приєднання заземлювальних провідників до обладнання і контуру заземлення повинні бути доступні для огляду.

3.5.9. Огляд заземлювальних провідників електробура повинен проводитись помічником бурильника при електробурінні один раз на зміну із записом в експлуатаційному журналі.

3.5.10. Після з'єднання кільцевого струмоприймача з ведучою трубою (квадратом) перевіряється наявність з'єднання контактної муфти струмоприймача з контактним стрижнем квадрата. Без такої перевірки подальший монтаж компоновки для буріння шурфу (свердловини) забороняється.

Буріння під шурф, а також на початку буріння свердловини електробуром, який живиться за системою «два проводи - труба», дозволяється за дотримання таких умов:

корпус електробура повинен бути заземлений шляхом приєднання до контуру заземлення, опір якого не повинен перевищувати 0,6 Ом. Заземлення електробура виконується за допомогою спеціального заземлювального хомута, що накладається на корпус електробура і забезпечує надійний електричний контакт.

Якщо для зняття реактивного моменту застосовується пристрій, що накладається на корпус електробура, допускається використання вказаного пристрою для заземлення електробура.

Хомут (або пристрій для зняття реактивного моменту) повинен приєднуватися до контуру заземлення гнучким мідним проводом перерізом не менше ніж 35 мм^2;

при бурінні шурфу, а також на початку буріння свердловини обов'язково повинен бути присутній електромонтер з налагоджування і випробовування електрообладнання на бурових установках.

3.5.11. Для випробування робочою напругою електробур повинен бути піднятий над ротором на висоту не менше ніж 3 м.

Перевірка роботи електробура повинна виконуватися двома особами - бурильником і електромонтером.

3.5.12. Забороняється під час роботи електробура торкатися до бурового шлангу (наприклад, відводити його).

3.5.13. Експлуатацію електрообладнання для буріння свердловини електробуром (без права виконання ремонтних робіт) здійснює спеціально підготовлений електротехнічний персонал з групою електробезпеки згідно з вимогами наказу № 4.

3.6. Буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин

3.6.1. У робочих проєктах на спорудження похило-спрямованих і горизонтальних свердловин необхідно передбачити такі положення та рішення:

обґрунтування профілю та інтенсивності викривлення (радіуса викривлення) стовбура свердловини, виходячи із заданої довжини горизонтальної ділянки в продуктивному пласті;

розрахунок допоміжних вигинаючих навантажень на колони обсадних, бурильних та НКТ в інтервалах різкого викривлення стовбура;

розроблення заходів щодо забезпечення безвідмовної та безаварійної роботи колон обсадних, бурильних, НКТ в умовах інтенсивного викривлення стовбура свердловини в зенітному та азимутальному напрямках;

застосування відповідного коефіцієнта запасу міцності для розрахунку обсадних колон і умов забезпечення герметичності їх різьбових з'єднань;

розроблення технічних заходів щодо забезпечення проходу всередині труб інструменту та пристосувань для проведення технологічних операцій, приладів, ловильного інструменту та внутрішньо-свердловинного обладнання;

заходи щодо мінімізації зносу обсадних колон під час спуско-підйомних та інших операцій з попередження жолобоутворень в інтервалах викривлення та на горизонтальній ділянці;

гідравлічну програму, яка забезпечує транспорт шламу з горизонтальної ділянки стовбура свердловини і видалення газових шапок, які формуються в її верхній частині;

конструкцію кріплення свердловини в інтервалах інтенсивного викривлення та на горизонтальній ділянці;

розрахунок допустимого навантаження на стінки свердловини від сили притискання колони бурильних труб у місцях інтенсивного набору кривизни.

3.6.2. Для відводу розгазованих пачок бурового розчину з верхньої частини горизонтальної ділянки (у місцях розширення стовбура, перегинах тощо) інтенсивність промивки на початку кожного довбання повинна забезпечувати турбулентний потік у кільцевому просторі горизонтальної частини стовбура свердловини. Вихід дегазованої пачки розчину на поверхню повинен фіксуватись, а за необхідності регулюватися.

3.6.3. Поєднання різьбових з'єднань бурильних труб і герметизуючих засобів в інтервалах інтенсивного викривлення стовбура свердловини слід обирати згідно з додатком 9 до цих Правил.

3.6.4. Вибір зовнішнього діаметра замкових з'єднань бурильної колони та їх конструкції (з метою мінімізації навантажень на стінки свердловини, для запобігання жолобоутворенню та зменшенню зносу обсадних колон) проводиться з урахуванням проєктної інтенсивності викривлення стовбура.

Забороняється перевищувати граничні значення інтенсивності викривлення стовбура, що встановлені проєктом.

4. Кріплення свердловин

4.1. Конструкція свердловини повинна забезпечувати:

безаварійне розкриття продуктивних горизонтів;

безпечне буріння свердловини до проєктної глибини;

герметичність обсадних колон та заколонних просторів;

надійну ізоляцію флюїдовміщувальних горизонтів;

розмежування несумісних умов буріння.

4.2. Башмак обсадної колони, що перекриває породи, схильні до текучості, слід установлювати нижче їх підошви або в щільних пропластках.

До початку розкриття продуктивних і напірних водоносних горизонтів повинен передбачатися спуск мінімум однієї проміжної колони або кондуктора до глибини, яка унеможливлює розрив порід після повного заміщення бурового розчину в свердловині пластовим флюїдом або сумішшю флюїдів різних горизонтів і герметизації устя свердловини.

4.3. Проміжна колона разом з ОП повинна забезпечувати:

герметизацію устя свердловини у випадках ГНВП, викидів та відкритого фонтанування;

протистояння впливу максимальних зминаючих навантажень при відкритому фонтануванні або поглинанні бурового розчину з падінням його рівня, а також в інтервалі порід, схильних до текучості.

4.4. Висота заповнення тампонажним розчином кільцевого простору повинна становити:

за кондуктором - до устя свердловини;

за першими проміжними колонами всіх свердловин - до устя;

за наступними проміжними колонами всіх свердловин при використанні газогерметичних з'єднань допускається не менше ніж 300 м з урахуванням перекриття стикувального пристрою або муфти ступеневого цементування, що розташовані вище башмака попередньої колони;

за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми,- не менше ніж 300 м з урахуванням перекриття стикувального пристрою або муфти ступеневого цементування, що розташовані вище башмака попередньої колони;

за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми, а стикувальний пристрій або муфта ступеневого цементування розташовані у відкритому стовбурі - не менше ніж 200 м з урахуванням перекриття башмака попередньої колони;

за експлуатаційними колонами газових свердловин при використанні газогерметичних з'єднань допускається не менше ніж 300 м з урахуванням перекриття стикувального пристрою або муфти ступеневого цементування, що розташовані вище башмака попередньої колони.

В інших випадках кільцевий простір заповнюється тампонажним розчином до устя свердловини.

4.5. Проєктна висота підняття тампонажного розчину за обсадними колонами повинна передбачати:

1) перевищення гідростатичних тисків складеного стовпа бурового розчину та замішаного цементного розчину над пластовими тисками флюїдовміщувальних горизонтів, що перекриваються;

2) виключення гідророзриву порід або розвитку інтенсивного поглинання розчину;

3) можливість розвантаження обсадної колони на цементне кільце для встановлення колонної головки.

4.6. У разі перекриття кондуктором або проміжною колоною зон поглинання, пройдених без виходу циркуляції, допускається підняття тампонажних розчинів до підошви

поглинаючого пласта з наступним (після часу очікування затвердіння цементу) проведенням зустрічного цементування через міжколонний простір. Забороняється приступати до спуску технічних і експлуатаційних колон у свердловину, що ускладнена поглинаннями бурового розчину з одночасним флюїдопроявом, осипаннями, обвалами, затягуваннями і посадками бурильної колони, до ліквідації ускладнень.

4.7. Обсадні колони в межах інтервалу цементування повинні обладнуватися елементами технологічного оснащення, номенклатура і кількість яких визначаються проєктом спорудження свердловини, а місця встановлення уточнюються в робочому плані на спуск колони.

4.8. Обсадні труби, які поставляються на бурові підприємства, забезпечуються сертифікатами якості.

Підготовка обсадних труб до спуску в свердловину здійснюється на трубних базах, де проводиться гідравлічне випробування труб, калібрування різей, шаблонування, маркування, сортування і вимір довжини, а також перевірка зовнішнім оглядом. На трубах не повинно бути вм’ятин, напластувань, раковин, глибоких подряпин та інших пошкоджень. Ніпельні частини тіла труб повинні мати однакову товщину стінки по всьому периметру.

Обсадні труби перед спуском у свердловину підлягають шаблонуванню, маркуванню, сортуванню, виміру довжини і перевірці зовнішнім оглядом.

Забороняється застосування обсадних труб, які не пройшли неруйнівний контроль на підприємстві-виробнику.

4.9. Режим спуску обсадних колон, вибір тампонажних матеріалів і розчинів на їх основі, а також гідравлічна програма цементування повинні розраховуватись і здійснюватися таким чином, щоб забезпечити мінімально можливу репресію на продуктивні горизонти і не допускати ускладнень, що пов’язані з гідророзривом порід і поглинанням. У процесі цементування повинна забезпечуватися реєстрація параметрів, що характеризують цей процес.

4.10. Вибір тампонажних матеріалів і розчинів на їх основі повинен здійснюватися з урахуванням таких вимог:

тампонажний матеріал і сформований з нього камінь повинні відповідати діапазону статичних температур у свердловині за всім інтервалом цементування;

рецептура тампонажного розчину підбирається за динамічною температурою і тиском, очікуваним в інтервалі свердловини, цементується;

густина тампонажного розчину підбирається з урахуванням недопущення розриву порід під дією гідродинамічного тиску в процесі цементування.

4.11. Забороняється застосування тампонажного розчину без проведення його лабораторного аналізу на відповідність умовам цементування колони і встановлення цементних мостів у свердловині.

4.12. Спуск і цементування обсадних колон проводяться за планом, складеним буровим підприємством і затвердженим у встановленому порядку.

4.13. Перед підготовкою стовбура свердловини до спуску колони виконується комплекс електрометричних робіт та інших досліджень, необхідних для детального планування процесу кріплення.

4.14. Конструкція устя свердловини повинна забезпечувати:

підвіску верхньої частини технічних і експлуатаційних колон з урахуванням компенсації температурних деформацій на всіх стадіях роботи свердловини;

контроль можливих флюїдопроявів за обсадними колонами;

можливість аварійного глушіння свердловини;

герметичність міжколонних просторів під час влаштування та експлуатації свердловин;

випробування на герметичність обсадних колон.

4.15. У процесі буріння проміжна колона повинна періодично перевірятися на зношення для визначення її залишкової міцності. Періодичність і способи перевірки встановлюються проєктом і уточнюються технологічною службою бурового підприємства.

4.16. З метою забезпечення надійних ізоляційних властивостей цементного каменю за обсадними колонами в процесі споруджування та експлуатації свердловини, для уникнення деформаційних навантажень на цементний камінь рекомендується опресування всіх обсадних колон здійснювати під час отримання сигналу «стоп» при цементуванні свердловини.

Для опресування приустьової частини разом з ОП необхідно застосовувати пакерні системи.

При застосуванні в обсадній колоні пристроїв ступеневого цементування чи секційного кріплення допускається не проводити їх гідровипробування в свердловині за умови, що вони попередньо було опресовані на поверхні в зібраному чи зістикованому стані з витримкою в часі не менше ніж 15 хвилин на тиск, що на 5 % перевищує внутрішній надлишковий тиск, який діє на обсадні труби під час їх випробування на свердловині.

Тиски гідровипробувань обсадних колон, спосіб та умови гідровипробувань повинні бути вказані в робочому проєкті. При цьому тиск гідровипробування повинен перевищувати максимальний очікуваний тиск для колони при значеннях до 70 МПа на 10 %, але не більше ніж 70 МПа, а в разі, якщо значення більше ніж 70 МПа тиск гідровипробування повинен дорівнювати максимально очікуваному тиску для колони.

5. Запобігання ГНВП і відкритому фонтануванню свердловин

5.1. Для запобігання можливим ГНВП установлюється та обв’язується з устям свердловини блок доливу, який забезпечує самодолив або примусовий долив за допомогою насоса. Підіймання труб проводиться з доливом і підтриманням рівня на усті.

5.2. За 50 м до розкриття газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів, а також до виходу з башмака проміжної колони, якщо вона спущена в ці горизонти, на буровому майданчику необхідно:

провести обстеження бурової установки (установки КРС) та скласти акт про готовність до розкриття газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів комісією підприємства під керівництвом головного інженера;

забезпечити бурову установку необхідною кількістю розчину, обважнювача та хімічних реагентів;

провести інструктаж бурової бригади щодо практичних дій згідно з ПЛЛА;

ознайомити працівників бурової бригади з умовами роботи під час розкриття газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів та подальших робіт на розкритих газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів;

провести навчальні тривоги «Викид» з кожною вахтою;

на буровому майданчику встановити попереджувальні знаки «Увага! На глибині (указати глибину) розкритий напірний пласт», «До плашок верхнього превентора від стола ротора (зазначити відстань)»;

провести дефектоскопію та опресування бурильного інструменту;

мати на буровій три кульових крани. Один з них установити на квадраті (СВП), другий - на аварійній трубі, третій - у резерві;

отримати дозвіл спеціалізованої аварійно-рятувальної служби на розкриття газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів.

5.3. При бурінні по газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтах необхідно:

забезпечити контроль таких параметрів розчину: густини - через 10-15 хвилин; вмісту газу і температури - щогодини; статичної напруги зсуву, водовіддачі - через 4 год.; рівню бурового розчину в приймальних ємностях - постійно. У разі відхилення параметрів від установленої норми заміри необхідно проводити частіше;

забезпечити контроль механічної швидкості буріння: в разі механічної швидкості буріння вдвічі протягом одного метра проходки необхідно припинити буріння, підняти долото над вибоєм на довжину квадрата, зупинити циркуляцію та визначитися з наявністю або відсутністю витоку розчину зі свердловини;

передбачити дистанційне керування пристроями для перекривання свердловин і трубопроводів та зниження в них тиску в разі аварії.

У разі відсутності прямих ознак ГНВП відновити циркуляцію під посиленим контролем за можливим виникненням прямих ознак прояву пласта.

5.4. Якщо вміст газу в розчині перевищує фоновий більше ніж на 5 %, подальше поглиблення необхідно припинити до повної ліквідації вказаного надлишку, визначитися з режимом подальшого поглиблення, не допускаючи при цьому підвищення вмісту газу.

5.5. У разі зростанні об’єму розчину в приймальній ємності необхідно підняти долото над вибоєм на довжину квадрата (під час використання СВП на 10-15 м), зупинити циркуляцію і простежити протягом 10 хвилин за поведінкою свердловини. За відсутності

переливу подальше поглиблення можна відновити лише за умови відсутності інших прямих ознак прояву пласта.

5.6. Після закінчення довбання промити свердловину протягом одного циклу із заміром параметрів бурового розчину і привести їх у відповідність із вимогами ГТН.

5.7. У разі часткового або повного поглинання при розкритті (або вже розкритих) напірних горизонтів необхідно визначитися з темпом поглинання за відсутності циркуляції і лише потім піднімати труби в башмак або на визначену глибину.

5.8. У разі виявлення прямих ознак ГНВП вахта повинна загерметизувати трубний та затрубний простори та діяти відповідно до вимог ПЛЛА.

Після закриття превенторів при ГНВП необхідно встановити спостереження за можливим виникненням грифонів навколо устя свердловин.

5.9. Забороняється проводити закриття плашкового превентора на розвантажених у роторі (на елеваторі чи на клинах) трубах, при закритих засувках на хрестовині ОП або закритих засувках викидних ліній.

5.10. Не допускається підвищення тиску під плашками превентора понад установлений регламентом на розкриття газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів.

5.11. Підняття бурильного інструменту при розкритих газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтах проводиться з постійним доливом свердловини і контролем об’єму долитого розчину.

5.12. У разі раптового зменшення ваги на гаку (обрив, падіння труб, падіння тиску на стояку), якщо свердловиною розкриті високонапірні горизонти, подальші роботи з ліквідації аварії необхідно виконувати під керівництвом досвідченого інженерно-технічного працівника. При таких роботах необхідно виконувати першочергові заходи із запобігання ГНВП: постійний долив свердловини, промивка свердловини на якнайбільшій глибині з контролем і додержанням параметрів ГТН.

5.13. Роботи з ліквідації аварій у свердловинах з розкритими газоносними та напірними нафтоводонасиченими горизонтами методом установлення нафтових (кислотних, водяних) ванн необхідно проводити за планами, погодженими зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою.

5.14. При встановленні нафтових (водяних, кислотних) ванн з метою ліквідації прихоплень або проведенні робіт щодо інтенсифікації припливу флюїду в свердловину необхідно забезпечити:

можливість герметизації устя;

установлення на нагнітальній лінії бурових насосів зворотного клапана;

необхідну репресію на газонафтонасичені пласти на весь час установлення та вимивання ванн як за рахунок гідростатичного тиску рідин, так і за рахунок створення додаткового протитиску при герметизованому усті свердловини.

5.15. Під час проведення аварійних робіт перед з'єднанням із залишеним у свердловині інструментом необхідно провести промивання свердловини для приведення параметрів бурового розчину за циклом відповідно до вимог ГТН.

5.16. Забороняється залишати свердловину без догляду за станом рівня на усті. У разі вимушеного простою свердловину необхідно загерметизувати та встановити контроль за зміною тисків під плашками превентора.

5.17. Періодичність промивок свердловин при розкритому газоносному та напірному нафтоводонасиченому горизонті не повинна перевищувати 48 годин.

Допускається перевищення періодичності промивок свердловин при розкритому газоносному та напірному нафтоводонасиченому горизонті більше ніж 48 годин лише за умови погодження зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою.

5.18. При вимушених зупинках робіт на свердловині з розкритими газоносними та напірними нафтоводонасиченими горизонтами необхідно скласти та погодити зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою заходи, які повинні передбачати:

герметизацію устя;

періодичність спуску труб для проведення шаблонування стовбура;

визначення глибини та часу проведення проміжних промивок з метою доведення параметрів відповідно до вимог ГТН під час першого після простою спускання труб у свердловину;

установлення цементного моста над розкритим газоносним та напірним нафтоводонасиченим горизонтом, якщо тривалість простою буде більше ніж 30 календарних днів;

порядок випробування моста на герметичність;

порядок розкриття газоносних і напірних нафтоводонасичених горизонтів після тривалого простою.

5.19. Забороняється підйом бурильної колони за наявності ефекту сифона чи поршнювання.

У разі неможливості усунення сифона (зашламованість вибійного двигуна, долота та інше) підйом труб слід проводити на швидкостях, що дають змогу урівноважувати об'єми бурового розчину, що виливається та доливається.

У разі неможливості усунення поршнювання (наявність сальника чи звуження стовбура свердловини) необхідно здійснювати підйом труб з промивкою та їх обертанням ротором (СВП).

5.20. Забороняється виконання робіт на нафтових і газових свердловинах з порушенням вимог протифонтанної безпеки. Перелік порушень вимог протифонтанної безпеки, несумісних з безпечним виконанням робіт на нафтових і газових свердловинах, наведено в додатку 10 до цих Правил.

6. Монтаж та експлуатація ОП

6.1. При виконанні робіт з монтажу, опресування і експлуатації устьового та ОП необхідно дотримуватися вимог наказу № 4, Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, Правил пожежної безпеки в Україні та Правил охорони електричних мереж, а також галузевих вимог до монтажу та експлуатації колонних головок та ОП при бурінні свердловин та інструкцій з експлуатації обладнання підприємств-виробників.

6.2. ОП встановлюється на кондуктор і проміжну колону, при бурінні нижче яких можливі ГНВП, а також на експлуатаційну колону при проведенні в ній робіт з розкритим продуктивним пластом.

Обсадні колони обв'язуються між собою за допомогою колонної головки або інших технічних засобів відповідно до вимог пункту 6.1 глави 6 розділу V цих Правил, які забезпечують герметизацію міжколонного простору, контроль за міжколонним тиском та можливість впливу на міжколонний простір.

Робочий тиск елементів колонної головки, блоку превенторів і маніфольда повинен бути не нижче ніж максимальний тиск опресування відповідних обсадних колон на герметичність, що розраховується на кожному етапі буріння свердловини за умови повної заміни в свердловині бурового розчину пластовим флюїдом або газорідинною сумішшю при загерметизованому усті.

6.3. Вибір ОП, маніфольда (лінії дроселювання і глушіння), гідрокерування превенторами, пульта керування дроселем, сепаратора чи трапно-факельної установки здійснюється залежно від конкретних гірничо-геологічних характеристик розрізу та з урахуванням можливості виконання таких технологічних операцій:

герметизація устя свердловини при спущених бурильних трубах і без них;

вимивання флюїду зі свердловини за прийнятою технологією;

підвіска колони бурильних труб на плашках превентора після його закриття;

зрізання бурильної колони;

контроль за станом свердловини під час глушіння;

розходжування бурильної колони для запобігання її прихопленню;

спуск або підйом частини чи всієї бурильної колони при закритому превенторі;

заміна елементів дроселя або самого дроселя під час глушіння свердловини.

6.4. Тип ОП та схеми його обв'язки вказуються в проєктній документації на влаштування свердловини і вибираються на підставі типових схем та погоджуються зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою.

6.5. При розкритті свердловиною вивченого розрізу, представленого нафтовими і водяними (у тому числі з розчиненим газом) пластами з тиском, який дорівнює або вище гідростатичного, після спуску кондуктора або проміжної колони на усті встановлюються два превентори. Тип превенторів і розмір плашок передбачаються робочим проєктом.

6.6. Три превентори, у тому числі один універсальний, установлюються на свердловині при розкритті газових, нафтових і водяних горизонтів з АВПТ.

6.7. Чотири превентори, у тому числі один з трубними плашками, один превентор зі зрізуючими плашками та один універсальний, установлюються на усті в разі:

розкриття пластів з АВПТ та об'ємним вмістом сірководню більше ніж 6 %;

на всіх морських свердловинах.

6.8. Лінії скидання на факели від блоків глушіння та дроселювання повинні надійно закріплюватися на спеціальних опорах, не спрямовуватись у бік виробничих і побутових споруд та мати нахил від устя свердловини. Довжина ліній повинна бути:

а) для нафтових свердловин з газовим фактором менш як 200 $м^3$/т - не менше ніж 30 м;

б) для нафтових свердловин з газовим фактором понад 200 $м^3$/т, газових і розвідувальних свердловин - не менше ніж 100 м;

в) дозволяється зменшення відстаней викидних ліній за погодженням з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці, спеціалізованої аварійно-рятувальної служби, обґрунтованих у проєкті облаштування свердловини.

Повороти викидних ліній превенторної обв'язки допускаються в окремих випадках із застосуванням кованих косинців на різях і фланцях або трійників з буферним пристроєм, попередньо опресованих на максимальний робочий тиск превенторної установки та наявності паспортів на них.

6.9. На свердловинах, де очікуваний тиск на усті перевищує 70 МПа, установлюється заводський блок з трьома дроселями, що регулюються,- два з дистанційним і один з ручним керуванням.

У всіх інших випадках рішення щодо встановлення таких дроселів з дистанційним керуванням приймається керівництвом підприємства за умови затвердження в установленому порядку схеми обв'язки і встановлення ОП.

6.10. Манометри, які встановлюються на блоках дроселювання та глушіння, повинні мати верхню межу діапазону вимірів, що на 33 % перевищує тиск сумісного опресування обсадної колони та ОП.

Система нагнітання пневмогідроакумулятора повинна включати пристрій автоматичного відключення насоса у разі досягнення в ній номінального робочого тиску.

6.11. ОП повинне збиратися з вузлів і деталей, які виготовлені за відповідною технічною документацією.

Допускається застосування окремих деталей і вузлів, виготовлених на базах виробничого обслуговування підприємств відповідно до технічних умов, при цьому виготовлені вузли і деталі повинні мати паспорти.

Допускається застосування в схемах обв'язки устя свердловини ОП гнучких броньованих рукавів для полегшення монтажу та уникнення додаткових з'єднань.

Застосування цих деталей і вузлів не повинно знижувати надійність ОП.

6.12. Для управління превенторами і гідравлічними засувками встановлюються основний і допоміжний пульти:

основний - на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини у зручному і безпечному місці;

допоміжний - безпосередньо біля пульта бурильника. Він вмикається в режим оперативної готовності при розкритті продуктивних і ГНВП пластів.

6.13. Штурвали для ручної фіксації плашок превенторів повинні бути встановлені в легкодоступному місці, мати укриття і вибухобезпечне освітлення. На стінці укриття повинні бути нанесені стрілки напрямку обертання штурвалів, контрольні мітки і кількість обертів, необхідних для закриття превентора, порядковий номер кожного превентора знизу вверх, тип та розмір плашок. На засувці перед дроселем повинна бути закріплена табличка із зазначенням допустимого тиску для устя свердловини, допустимого тиску для найслабкішої ділянки свердловини і густини розчину, за якою цей тиск визначений.

6.14. При розкритті колекторів, насичених нафтою і газом, на буровій необхідно мати три кульових крани. Один установлюється між робочою трубою та її запобіжним перехідником (при використанні СВП на СВП), другий - на аварійній трубі, третій - у резерві.

Усі кульові крани повинні знаходитися у відкритому стані.

6.15. Превентори разом з хрестовинами та корінними засувками до встановлення на устя свердловини опресовуються водою на робочий тиск, зазначений у паспорті. При кущовому способі буріння терміни опресування ОП на робочий тиск визначаються за погодженням з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці. Після ремонту, пов’язаного зі зварюванням і токарною обробкою корпусу, превентори опресовуються на пробний тиск.

Превентор із зрізуючими плашками повинен бути опресований на стенді на робочий тиск при закритих плашках, а працездатність превентора перевірена шляхом відкриття і закриття плашок.

6.16. Після монтажу ОП або спуску чергової обсадної колони, у тому числі потайної, до розбурювання цементного стакана ОП до кінцевих засувок маніфольдів високого тиску повинне бути опресоване на тиск опресування обсадної колони. Після спуску колони ОП опресовується водою, або вуглеводневою рідиною у випадку проведення робіт з застосуванням РВО.

Викидні лінії після кінцевих засувок опресовуються водою на тиск:

а) 50 кгс/см^2 (5 МПа) - для ОП, розрахованого на тиск до 210 кгс/см^2 (21 МПа);

б) 100 кгс/см^2 (10 МПа) - для ОП, розрахованого на тиск вище ніж 210 кгс/см^2 (21 МПа).

6.17. Після монтажу та опресування ОП сумісно з обсадною колоною, опресування цементного кільця за обсадною колоною подальше буріння свердловини може бути

продовжене після одержання дозволу представника спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.

6.18. ОП повинно періодично перевірятись на закриття і відкриття. Періодичність перевірки встановлюється буровим підприємством та підприємством яке виконує роботи з КРС.

Після розкриття продуктивних горизонтів ОП повинно щозмінно перевірятись на закриття та відкриття.

6.19. При заміні деталей превентора або одного з вузлів ОП, що вийшли з ладу, зміні плашок превенторна установка підлягає додатковому опресуванню на величину тиску випробування колони.

6.20. Плашки превенторів, установлених на усті свердловини, повинні відповідати діаметру бурильних труб, що застосовуються.

Глухі плашки встановлюють у нижньому превенторі, якщо в комплекті обладнання відсутній превентор зі зрізуючими плашками.

6.21. У випадку застосування у компоновці бурильної колони труб різних типорозмірів на містках повинна знаходитись опресована бурильна (аварійна) труба, яка за діаметром повинна відповідати діаметру плашок превентора, а за міцнісними характеристиками - верхньої секції бурильної колони, яка використовується з кульовим краном у відкритому стані і перехідниками на інші діаметри труб, що застосовуються для роботи у свердловині. Бурильна труба, перехідник і кульовий кран фарбуються в червоний колір.

6.22. Під час спускання обсадних колон у свердловини з розкритими високонапірними пластами (аномальний пластовий тиск) у разі невідповідності встановленого універсального превентора очікуваним тискам на усті плашки одного з превенторів замінюються на плашки, які відповідають діаметру обсадної колони, що опускається, або на прийомних містках повинна розміщуватися спеціальна (сталева, з відповідними міцнісними характеристиками) бурильна труба з перехідником під обсадну трубу та кульовим краном у відкритому положенні, які опресовані на відповідний тиск.

6.23. Для безперешкодного доступу обслуговуючого персоналу до встановленого на усті ОП під буровою повинен бути зроблений твердий настил.

6.24. Усі схеми противикидної обв’язки устя свердловини у верхній частині повинні включати фланцеву котушку та рознімні воронку і жолоб для полегшення робіт з ліквідації відкритих фонтанів.

У разі вимушених простоїв на свердловині з розкритими продуктивними горизонтами бурильна колона повинна бути спущена в башмак проміжної колони або кондуктора, а устя свердловини - загерметизоване. Тривалість простоїв, після яких необхідно спускати бурильну колону, а також періодичність промивок зі спуском колони на вибій встановлюються керівництвом підприємства (управління бурових робіт, експедиція глибокого буріння тощо).

6.25. Підходи до устьового обладнання, превенторів і засувок повинні мати тверде покриття (бетонне, металеве чи дерев’яне), що забезпечує безпечне обслуговування їх у процесі експлуатації.

Підходи повинні утримуватися в чистоті і не захаращуватися сторонніми предметами.

6.26. Монтаж, ремонт і обслуговування устьового і противикидного обладнання на висоті більше ніж 0,75 м від рівня землі повинні здійснюватися із застосуванням спеціальних площадок.

6.27. Забороняється здійснювати будь-які роботи з усунення несправностей устьового чи противикидного обладнання, що знаходиться під тиском.

6.28. Забороняється докріплювати фланцеві, нарізні і швидкозбірні з’єднання, що перебувають під тиском.

6.29. Забороняється експлуатація гідроакумулятора в разі неповного комплекту закріплюючих деталей-напівкуль його корпусу або невідповідності міцності кріпильних деталей вимогам підприємства-виробника.

6.30. Забороняється заправка пневмогідроакумулятора повітрям чи іншим газом, не передбаченим інструкцією підприємства-виробника.

6.31. Забороняється здійснювати будь-який ремонт пневмогідроакумулятора до повного випускання з нього азоту, стравлювання тиску масла і відключення подачі електроенергії від станції гідроприводу.

6.32. Перед пуском у роботу гідрокерування необхідно перевірити правильність з’єднання трубопроводів згідно зі схемою підприємства-виробника.

Забороняється приєднувати нагнітальні трубопроводи гідрокерування до ліній зливу для запобігання їх руйнуванню.

6.33. Перед проведенням електро- або газозварювальних робіт на усті свердловини необхідно підготувати місце і перевірити за допомогою газоаналізатора на відсутність вибухонебезпечних концентрацій газу в приустьовій частині обсадної колони.

6.34. Електрогазозварювальні роботи повинні виконуватися з дотриманням вимог пожежної безпеки і санітарно-гігієнічних норм під час електрогазозварювальних робіт.

6.35. До виконання електрозварювальних робіт допускаються особи, які досягли 18-річного віку, визнані придатними для цієї роботи медичною комісією, пройшли спеціальне навчання з безпечних методів і прийомів ведення робіт та мають не нижче ніж II кваліфікаційну групу з електробезпеки.

6.36. Електрообладнання і металеві будки станції гідроприводу і штурвалів ручної фіксації плашок превенторів повинні бути заземлені.

6.37. У місцях постійного переходу людей над викидними лініями противикидного обладнання повинні встановлюватися перехідні містки завширшки не менше ніж 1 м та з перилами заввишки не нижче ніж 1 м.

6.38. Земляні амбари в кінці викидних ліній устьового і противикидного обладнання при висоті обвалування менше ніж 1 м повинні огороджуватися.

6.39. Роботи з опресування в темний час доби проводяться за умови виконання вимог освітленості згідно з ДБН В.2.5-28:2018.

6.40. У процесі опресування забороняється присутність людей біля противикидного обладнання, що перебуває під тиском.

Перед початком опресування обслуговуючий персонал, що безпосередньо не бере участі у виконанні робіт, необхідно вивести в безпечне місце.

7. Освоєння і випробування закінчених бурінням свердловин

7.1. Роботи з освоєння і випробування свердловин можуть розпочинатися в разі забезпечення таких умов:

висота підняття цементного розчину за експлуатаційною колоною і якість цементного каменю відповідає вимогам охорони надр, результати опресування обсадної колони відповідають проєкту;

експлуатаційна колона прошаблонована, опресована сумісно з колонною головкою і превенторною установкою та герметична;

устя з превенторною установкою, маніфольдний блок та викидні лінії обладнані та обв’язані відповідно до затвердженої схеми.

7.2. Устя свердловини перед перфорацією експлуатаційної колони перфораційними системами, що спускаються на кабелі, повинно бути обладнано превенторною установкою або перфораційною засувкою за затвердженою схемою, а свердловина заповнена буровим розчином або іншою рідиною перфорації з густиною, яка відповідає вимогам підпункту 3.3.3 пункту 3.3 глави 3 розділу V цих Правил.

Перфораційна засувка повинна мати дистанційне керування штурвалом і бути опресована на її робочий тиск до встановлення на свердловину, а після встановлення на устя повинно бути проведено її опресування на тиск, який становить не менше ніж 110 % очікуваного на усті.

Тип засувки і тиск опресування повинні бути передбачені в робочому проєкті і плані робіт на освоєння свердловини.

Геофізичний загін повинен мати пристрій для рубання кабелю і його утримання. Лебідка каротажного підйомника повинна мати покажчик навантаження на кабель.

7.3. Під час перфорації виконавцем робіт повинно бути встановлено спостереження за рівнем рідини на усті свердловини. Його зниження не допускається.

7.4. Перед установленням на усті свердловини фонтанні арматури опресовуються в зібраному вигляді на величину робочого тиску, а після встановлення - на тиск опресування обсадної колони.

7.5. Стійкість привибійної зони пласта та збереження цементного кільця забезпечуються допустимою депресією, величина якої встановлюється підприємством за погодженням із замовником з урахуванням проєктних рішень і фактичного стану кріплення.

7.6. Приплив флюїду з пласта викликається шляхом створення регламентованих депресій за рахунок заміни бурового розчину на розчин меншої густини, технічну воду, дегазовані вуглеводні, пінні системи, інертні гази.

7.7. Зниження рівня рідини в експлуатаційній колоні за допомогою свабування, використання свердловинних насосів, нагнітання інертного газу, пінних систем або природного газу від сусідньої свердловини здійснюється відповідно до інструкцій з безпечного ведення робіт, розроблених підприємством. У разі використання повітря для зниження рівня рідини необхідно дотримуватися заходів щодо запобігання утворенню вибухонебезпечних сумішей (наприклад, застосування рідинних або газових роздільних пробок тощо). Ці заходи розробляються для конкретних ситуацій (залежно від типу, глибини свердловини, її стану тощо).

7.8. Глибинні вимірювання в свердловинах з надлишковим тиском на усті допускаються тільки із застосуванням лубрикаторів, параметри яких повинні відповідати умовам роботи свердловини.

7.9. Для кожної свердловини, що підлягає освоєнню, складається план з урахуванням технологічних регламентів на ці роботи і призначаються відповідальні особи щодо його виконання. План затверджується технічним керівником бурового підприємства і погоджується із замовником.

8. Ліквідація аварій при бурінні свердловин

8.1. Бурові підприємства щороку на підставі аналізу аварійності розробляють, доповнюють або переглядають та затверджують у встановленому порядку заходи щодо запобігання аваріям та ускладненням під час спорудження свердловин, що враховують геологічні властивості регіону, технічний стан бурового обладнання та специфіку буріння.

8.2. Для розслідування причин аварій, ускладнень, а також розроблення планів їх попередження та ліквідації бурове підприємство утворює постійно діючу комісію під керівництвом головного інженера.

Для розслідування причин аварій та розроблення планів ліквідації складних аварій до роботи комісії можуть залучатися представники проєктних та науково-дослідних організацій.

8.3. Ліквідація аварії проводиться під безпосереднім керівництвом відповідального технічного керівника згідно із затвердженим підприємством планом.

Перед початком ліквідації аварії бурова бригада повинна бути ознайомлена з планом робіт, а з виконавцями проведено цільовий інструктаж та перевірку знань з питань охорони праці з відповідним оформленням у журналі інструктажів.

8.4. Переривати процес ліквідації аварії і відволікати бурову бригаду та інженерно-технічний персонал на інші роботи забороняється.

8.5. Під час проведення ремонтно-ізоляційних робіт забороняється перфорація обсадних колон в інтервалі можливого розриву пластів тиском газу, нафти (при ліквідації можливих ГНВП та після виклику припливу), а також проникних непродуктивних пластів.

8.6. Під час тривалих зупинок або простоїв свердловин з розкритими, схильними до текучості породами бурильний інструмент повинен бути піднятий у башмак обсадної колони; періодично слід проводити шаблонування, а в разі потреби - проробку відкритого стовбура до вибою. Періодичність проробок установлюється технологічною службою бурового підприємства.

8.7. Звільнення прихопленого бурового інструменту та колони НКТ торпедуванням необхідно проводити за спеціальним планом, погодженим з геофізичною службою, відповідно до вимог Правил безпеки під час поводження з вибуховими матеріалами промислового призначення, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 12 червня 2013 року № 355, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 05 липня 2013 року за № 1127/23659 (далі - наказ № 355).

Після звільнення прихопленого бурового інструменту та (або) колони НКТ необхідно провести їх дефектоскопію.

8.8. Перед спуском у свердловину ловильного інструменту необхідно скласти ескіз компоновки із зазначенням необхідних розмірів.

8.9. Для розбурювання внутрішніх деталей муфт ступеневого цементування стикувальних пристроїв, елементів оснастки в обсадних колонах необхідно застосовувати буровий інструмент (долото, фрез тощо), конструкція якого запобігає руйнуванню обсадної колони від дії бокового армування.

8.10. До виконання робіт на свердловинах з можливими ГНВП допускаються робітники та інженерно-технічні працівники, які пройшли підготовку та перевірку знань з практичних дій при ліквідації ГНВП.

8.11. Розкриття продуктивних горизонтів у розвідувальних і пошукових свердловинах і родовищах з АВПТ дозволяється проводити після перевірки і встановлення готовності бурової до виконання даних робіт комісією під керівництвом технічного керівника бурового підприємства за участю представника спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.

8.12. Перед розкриттям горизонтів з можливими флюїдопроявами буровому підприємству необхідно розробити заходи щодо запобігання ГНВП і провести:

інструктаж членів бурової бригади щодо практичних дій при ліквідації ГНВП;

перевірку технічного стану бурового станка, ОП, інструменту, КВП;

оцінку готовності об’єкта оперативно обважнювати буровий розчин, поповнювати його запас шляхом приготування або доставки на свердловину.

8.13. До і після розкриття горизонтів з АВПТ при відновленні промивання свердловини після СПО, геофізичних досліджень, ремонтних робіт, простоїв необхідно починати контроль густини, в’язкості бурового розчину та вмісту газу одночасно з відновленням циркуляції.

8.14. При розкритих продуктивних горизонтах підйом бурильної колони із свердловини за наявності сифона або поршнювання забороняється.

8.15. На родовищах, де можливі прояви пластового флюїду з вмістом сірководню або інших агресивних і токсичних компонентів, бурові бригади додатково навчаються безпечним методам роботи.

8.16. Роботи з ліквідації відкритого фонтана необхідно проводити за окремим планом.

8.17. Вантажопідіймальність підйомного агрегату, бурової вишки (щогли), допустиме вітрове навантаження повинні відповідати максимальним навантаженням, очікуваним у процесі проведення аварійних робіт.

VI. Видобування, промисловий збір та підготовка до транспортування нафти, газу і газового конденсату

1. Облаштування нафтових, газових і газоконденсатних родовищ

1.1. Проєкт облаштування родовища повинен передбачати заходи з попередження аварій і локалізації їх наслідків на об’єкті проєктування та об’єктах, що знаходяться безпосередньо в районі розміщення об’єкта проєктування.

Під час розроблення заходів ураховують джерела небезпеки, чинники ризику, умови виникнення аварій та їх сценарії, чисельність та розміщення виробничого персоналу, а також передбачають такі організаційні та інженерні рішення щодо:

запобігання розгерметизації обладнання і викидів небезпечних речовин в обсягах, що є небезпечними для виробничого персоналу та навколишнього природного середовища;

установлення систем контролю загазованості, виявлення вибухонебезпечних концентрацій небезпечних речовин;

попередження та локалізації аварій, пов’язаних із викидами небезпечних речовин;

забезпечення безпеки виробничого персоналу;

установки систем автоматизованого регулювання, блокування, сигналізації та безаварійної зупинки виробничих процесів;

забезпечення протиаварійної стійкості пунктів і систем управління виробничими процесами, безпеки персоналу та можливості керування процесами під час аварії;

можливості підключення МКС та УПГ до ділянок промислових газопроводів;

складання резервних джерел енергопостачання, вентиляції і водопостачання, систем зв’язку і матеріалів для ліквідації наслідків аварій на об’єкті проєктування;

систем фізичного захисту та охорони небезпечного виробничого об’єкта від стороннього втручання, облаштування і розміщення контрольно-пропускних пунктів, що повинні забезпечити можливість оперативної аварійної евакуації персоналу, з урахуванням напрямку вітру;

систем оповіщення про аварії;

забезпечення безперешкодного входу і пересування на об’єкті проєктування спеціалізованих аварійно-рятувальних служб і формувань.

У проєктній документації на нове будівництво, реконструкцію, капітальний ремонт і технічне переоснащення об’єкта проєктування повинні бути передбачені заходи, що забезпечують:

безпеку життя і здоров’я людей, що знаходяться в межах зон шкідливого впливу робіт, що виконуються;

повний, комплексний і безпечний видобуток вуглеводнів;

збереження свердловин у консервації для їх ефективного господарського використання в майбутньому;

охорону навколишнього природного середовища, будівель і споруд від негативного впливу робіт, що виконуватимуться.

Проєктна документація на облаштування родовища повинна забезпечити оптимальну розробку родовищ відповідно до технологічної схеми розробки, підготовки всіх видів вуглеводневої сировини до транспортування та промислової переробки. Структура та оформлення проєктної документації на розробку родовищ вуглеводнів повинні відповідати вимогам Правил розробки нафтових і газових родовищ, затверджених наказом Міністерства екології та природних ресурсів України від 15 березня 2017 року № 118, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 02 червня 2017 року за № 692/30560.

Для об’єктів проєктування і реконструкції повинна здійснюватися оцінка рівня теплової, ударної, токсичної, радіаційної та інших видів дії на персонал і навколишнє середовище під час експлуатації та в разі можливих аварійних ситуацій. За результатами цієї оцінки визначають рівень автоматизації технологічних процесів, технічні засоби захисту і необхідні захисні зони.

Проєктна документація на облаштування родовища розробляється на основі вихідних даних, що видається надрокористувачем.

Проєктна документація на облаштування родовища повинна передбачати:

автоматизацію об’єктів, що виключає необхідність перебування персоналу на об’єкті і забезпечує повноту збору інформації про його роботу в пунктах управління технологічним процесом;

систему неруйнівного контролю несучих конструкцій та антикорозійного захисту обладнання, трубопроводів, несучих конструкцій;

багаторівневу систему запобіжних пристроїв, що спрацьовують під час виникнення аварійних ситуацій;

виконання розрахунків рівнів можливих надзвичайних ситуацій, у тому числі показників вибухопожежонебезпеки і токсичності об’єкта;

герметизовану (закриту) систему збору та внутрішньопромислового транспортування продукції з повним використанням нафти, газу і супутніх компонентів, їх утилізацію з місць аварійних витоків;

розміщення об’єктів облаштування нафтових, газових і газоконденсатних родовищ із забезпеченням допустимих (найменших) відстаней до об’єктів сусідніх підприємств та до інших об’єктів наземної частини родовища;

порядок рекультивації порушених і забруднених земель;

створення і оснащення необхідними технічними засобами, автономною системою аварійного зв’язку та оповіщення для оперативного інформування персоналу і населення про можливу небезпеку;

створення і забезпечення необхідними технічними засобами автоматизованої системи контролю повітряного середовища з метою забезпечення безпечних умов праці і раннього виявлення можливих аварійних викидів;

забезпечення персоналу індивідуальними газоаналізаторами для мікроконтролю повітряного середовища робочої зони, індивідуальними і колективними засобами захисту від впливу шкідливих речовин.

Для кожного з основних організаційно-технічних рішень, спрямованих на забезпечення безпеки персоналу на період можливих аварій, у проєктній документації повинні бути обґрунтовані та визначені конкретні типи і кількість необхідних приладів, матеріалів та обладнання, а також місця і спеціальні споруди для їх розміщення, експлуатації та обслуговування.

Розміщення установок, трубопроводів та інженерних мереж повинно здійснюватись із дотриманням законодавчих та інших нормативно-правових актів у галузі охорони природних ресурсів та охорони навколишнього природного середовища.

1.2. Для кожного технологічного процесу проєктною організацією повинен складатися, а нафтогазодобувним підприємством затверджуватися технологічний регламент, що уточнюється після пусконалагоджувальних робіт.

2. Порядок прийняття в експлуатацію споруд і обладнання

2.1. Закінчені спорудженням об’єкти нафтогазодобувної промисловості приймаються в експлуатацію робочою комісією підприємства за участю представника центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці, згідно із законодавством.

2.2. Уведення в експлуатацію технологічного обладнання і споруд необхідно проводити разом із системами зв’язку, телемеханіки, енерго-, паро-, водопостачання, вентиляції, контролю загазованості, пожежогасіння, захисту навколишнього природного середовища, які передбачені проєктною документацією.

2.3. Забороняється експлуатація об’єктів, не прийнятих в експлуатацію робочою комісією підприємства за участю представника центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

3. Колтюбінгові та снабінгові установки

3.1. Колтюбінгові установки призначені для:

1) проведення робіт з капітального і поточного ремонту;

2) освоєння та інтенсифікації видобутку нафтових і газових свердловин без глушіння при надлишковому тиску на усті;

3) демонтажу ФА і підйому колони НКТ;

4) відновлення прохідності колони НКТ / вибою (депарафінізація колони НКТ);

5) очищення стінок колони НКТ / додаткових експлуатаційних колон; (відновлення прохідності з використанням вибійного двигуна; промивання вибою);

6) освоєння свердловин з допомогою дотискуючої компресорної станції, азотної генераторної установки та пристрою для освоєння свердловин;

5) установлення динамічних кислотних ванн та проведення кислотних обробок та цементних мостів;

6) закачування хімреагентів у привибійну зону пласта (обробка привибійної зони);

7) дослідницькі роботи з використанням програмованих глибинних приладів;

8) вимивання піщаних, піщано-гідратних пробок та буріння гвинтовим двигуном під час виконання робіт з КРС.

3.2. Підготовка площадки, монтаж і експлуатація колтюбінгових установок повинні виконуватися відповідно до технічних умов та інструкції з експлуатації підприємства-виробника.

Перед початком робіт агрегат повинен бути укомплектований необхідною документацією, штатним комплектом обладнання та інструментом, інструкціями з безпечного ведення робіт. Роботи з використанням колтюбінгових установок виконуються персоналом, який пройшов навчання з питань охорони праці за програмою спеціального навчання щодо експлуатації зазначеного обладнання відповідно до вимог наказу № 15.

3.2.1. На період проведення робіт колтюбінговою установкою на свердловині дозволяється проводити експлуатацію свердловини по затрубному простору.

3.3. Вимоги до колтюбінгової установки:

перед початком роботи БДТ повинна бути оснащена зворотним клапаном при виконанні робіт на незаглушеній свердловині;

з метою врахування втоми металу та зносу БДТ напередодні проведення роботи на свердловині перевіряється можливість використання існуючої БДТ за записами бортового комп'ютера з урахуванням її зношування при проведенні попередніх свердловинних операцій;

перед початком робіт БДТ повинна бути опресована на тиск згідно з планом робіт;

агрегат повинен бути укомплектований штатним комплектом інструменту для ремонту превенторів та установки в цілому;

до і після проведення робіт з ремонту свердловини повинні виконуватися ревізія превенторів, механізму подачі БДТ і визначатися ділянки зносу та втоми металу труби;

при температурі повітря нижче ніж 0 °С з урахуванням фізичних властивостей робочого агента після закінчення робіт повинні бути проведені заходи щодо запобігання «заморожуванню» БДТ (продувка азотом, іншим інертним газом або заміщення робочого агента незамерзаючою рідиною).

3.3.1. Необхідно забезпечити на свердловині аварійний запас рідини глушіння в об’ємі свердловини та додатково об’єм згідно з вимогами пункту 12.12 глави 12 розділу VI цих Правил. При пакерному компонуванні запас такої рідини глушіння встановлюється в подвійному об’ємі ліфта колони НКТ. Необхідно забезпечити монтаж, опресовку нагнітальних ліній та постійне знаходження на свердловині тампонажної техніки.

3.4. Снабінгові установки призначені для проведення робіт з освоєння, капітального і поточного ремонту нафтових і газових свердловин без глушіння при надлишковому тиску на усті.

3.5. Підготовка майданчика, монтаж і експлуатація снабінгових установок повинні виконуватися відповідно до технічних умов та інструкції з експлуатації підприємства-виробника.

Перед початком робіт агрегат повинен бути укомплектований необхідною документацією, штатним комплектом обладнання та інструментом, інструкціями з безпечного ведення робіт.

Роботи з використанням снабінгових установок виконуються персоналом, який пройшов навчання у встановленому порядку. Під час виконання робіт слід мати на свердловині запас бурового розчину в об’ємі свердловини.

Перед монтажем снабінгової установки необхідно:

перевірити на приплив ущільнення «трубної підвіски» ФА з наступним установленням манометра та контролем тиску протягом 6 годин. (допускається підвищення тиску не більше ніж 0,5 МПа протягом 6 годин);

забезпечити на свердловині аварійний запас рідини глушіння в об’ємі свердловини та додатково об’єм згідно з вимогами пункту 12.12 глави 12 розділу VI цих Правил. Забезпечити монтаж, опресування нагнітальних ліній та постійне знаходження на свердловині насосного агрегату з відповідними параметрами;

провести промислово-геофізичні дослідження свердловини (термометрія, ГК, товщинометрія та дефектометрія) з метою визначення стану спущеної колони труб;

провести герметизацію трубного простору, встановивши подвійний бар’єр. Після встановлення першого бар’єра перевірити на приплив флюїду з трубного простору з наступним встановленням манометра та контролем тиску протягом 6 годин (допускається підвищення тиску не більше ніж 0,5 МПа протягом 6 годин). Не допускається підвищення тиску в трубному просторі.

Перед початком спуску в низу колони труб необхідно встановити два бар’єри на відстані не менше ніж 3 м один від одного, але на різних елементах колони труб та опресовані на тиск 1,1 від пластового тиску. Бар’єри можуть бути різними, але при компонуванні повинні бути обов’язково встановлені два профілі X та XN.

Під час роботи снабінгової установки, для зменшення устьових тисків, допускається експлуатація свердловини на систему збору по затрубному простору.

3.6. Вимоги до снабінгової установки:

снабінгова установка повинна бути укомплектована аварійними і робочими превенторами;

перед початком робіт у превенторах встановлюються плашки, які відповідають розміру колони труб, що знаходяться у свердловині;

проводиться опресування до встановлення на устя свердловини вузлів, які не можна буде опресувати на усті свердловини;

після монтажу аварійних і робочих превенторів здійснюється їх опресовка на тиск згідно з планом робіт, але не вище ніж робочий;

агрегат повинен бути укомплектований штатним комплектом інструменту для ремонту превентора та установки в цілому;

до і після проведення робіт з ремонту свердловини повинна виконуватися ревізія всіх вузлів і агрегатів.

Перевірка обладнання та тиску у трубному просторі виконується перед початком робочої зміни.

4. Фонтанна і газліфтна експлуатація свердловин

4.1. Фонд свердловин нафтогазодобувного підприємства визначається технологічною схемою розробки родовища і може змінюватись у процесі його розробки.

4.2. Діаметри експлуатаційних колон свердловин, діаметр і інтервал спуску колони НКТ визначаються технологічною схемою розробки родовища та уточнюються в процесі його експлуатації.

4.3. Експлуатація свердловин здійснюється по трубному простору. Допускається експлуатація свердловин по затрубному просторі за відповідного техніко-економічного обґрунтування та за погодженням з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

4.4. Конструкція колонних головок, ФА, схеми їх обв’язки повинні забезпечувати безпечні режими роботи свердловини, герметизацію трубного, затрубного та міжколонного просторів, можливість технологічних операцій на свердловині, глибинних досліджень, відбору проб та контролю тиску і температури в трубному, затрубному та міжколонному просторах та в бокових відводах.

4.5. Робочий тиск ФА визначається проєктом на влаштування свердловини.

4.6. Опресування ФА в зібраному стані до встановлення на усті слід проводити на максимальний робочий тиск, передбачений паспортом і технічними умовами на поставку, а після встановлення на усті свердловини - на тиск опресування експлуатаційної колони. Після демонтажу слід провести її ревізію, технічне обслуговування згідно з вимогами паспортних даних та опресувати на робочий тиск. Якщо проводилися ремонтні роботи

(зварювальні, токарні роботи), слід провести випробування ФА на пробний тиск згідно з вимогами заводу-виробника, а після встановлення на усті свердловини слід провести опресування ФА на 10 % очікуваного статичного тиску на усті, але не більше ніж очікуваний тиск опресування експлуатаційної колони.

4.7. Під час проведення робіт з інтенсифікації (гідророзрив пласта, кислотні обробки, різного роду закачки тощо), які вимагають тисків, що перевищують допустимі, необхідно встановлювати на усті спеціальну арматуру, а для захисту експлуатаційної колони - свердловинний пакер або інші засоби, що забезпечують захист обладнання від дії тисків вище ніж допустимі.

4.8. ФА повинна оснащуватися підприємством-виробником запірною арматурою, а за вимогою замовника - також дублюючою запірною арматурою на бокових відводах і трубній головці з ручним керуванням. Допускається встановлення в обв'язці ФА нерегульованих дроселів для забезпечення необхідного режиму експлуатації свердловини.

Корпуси запірної арматури та дроселів повинні бути суцільними (вилитими, штампованими, кованими). Не допускається застосування запірної арматури і дроселів, що мають зварний корпус. Засувки повинні мати індикатор для забезпечення візуального контролю положення затвору засувки.

4.9. Залежно від умов експлуатації і складу продукції, яка видобувається, повинна застосовуватися ФА у відповідному виконанні:

нормальна - Н (для температур від - 40 °С до +120 °С);

холодостійка - ХЛ (для температур від - 50 °С до +120 °С);

термостійка - Т (для температур від - 40 °С до +150 °С і вище);

корозійностійка - К1 (при об'ємному вмісті CO_2 до 6 %);

корозійностійка - К2 (при об'ємному вмісті H_2S і CO_2 до 6 %);

корозійностійка - К3 (при об'ємному вмісті H_2S і CO_2 до 25 %).

4.10. Обв'язка устя експлуатаційної свердловини проводиться відповідно до проєкту і повинна забезпечувати:

можливість роботи як по колоні НКТ, так і по затрубному просторі;

автоматичне відключення свердловин із статичним устьовим тиском понад 10 МПа у разі розриву шлейфа або збільшення тиску в ньому вище ніж допустимий;

можливість заміру температури та тиску до і після дроселя;

захист шлейфа (встановлення запобіжних клапанів) від перевищення тиску вище ніж розрахунковий у разі, якщо шлейф розраховано на тиск нижчий ніж статичний устьовий;

можливість проведення робіт з періодичного дослідження і КРС;

можливість закачування інгібіторів, ПАР або розчинів для глушіння свердловини;

проведення контролю тиску в колоні НКТ, експлуатаційній колоні і міжколонних просторах;

відведення газу на факел під час продувки свердловини, шлейфа;

можливість відбору проб газу і рідини та встановлення зразків-свідків (купонів) корозії;

установлення температурних компенсаторів на викидних лініях і маніфольдах, що працюють з температурою робочого середовища 80 °С і вище.

4.11. Для обв'язки устя свердловини повинні використовуватися тільки безшовні сталеві труби. З'єднання труб проводиться зварюванням. Фланцеві і муфтові з'єднання допускаються лише в місцях установлення запірної, регулюючої, запобіжної арматури та в місцях, передбачених проєктом для демонтажу обв'язки устя свердловини при підготовці її до КРС.

4.12. Фонтанні свердловини з дебітом 400 т/добу нафти чи 500 тис. м^3/добу газу і більше, розташовані на відстані менше ніж 500 м від населеного пункту, оснащуються внутрішньосвердловинним обладнанням (пакер, клапан-відсікач, циркуляційний клапан та інше), що в разі аварійного фонтанування автоматично перекриває стовбур і припиняє приплив газу або нафти до устя свердловини.

4.13. У процесі роботи свердловини внутрішньосвердловинний і наземний клапани-відсікачі повинні експлуатуватися відповідно до інструкції підприємства-виробника.

4.14. Усунення несправностей, заміна змінних і швидкозношуваних деталей ФА під тиском забороняється. В аварійних ситуаціях ці роботи виконуються спеціалізованими аварійно-рятувальними службами.

4.15. Переведення свердловини на газліфтну експлуатацію здійснюється відповідно до проєкту і плану, який затверджений технічним керівником підприємства.

4.16. Перед переведенням свердловини на газліфтну експлуатацію експлуатаційна колона та устьове обладнання опресовуються на максимальний (пусковий) тиск.

Газорозподільні гребінки газліфтних свердловин повинні мати системи індивідуального вимірювання витрат газу, свічі для продування і пристрої для подачі інгібітору.

4.17. На лініях, що підводять газліфтний газ та інгібітори до свердловин, установлюються зворотні клапани.

4.18. Під час ліквідації гідратних пробок тиск у газопроводі необхідно знизити до атмосферного, а підігрівання цих ділянок здійснювати парою. При збереженні пропускної здатності допускається подача інгібітору гідратоутворення без зупинки газопроводу.

4.19. Територія навколо устя свердловини в межах відведеної земельної ділянки повинна бути вирівняна. Для нафтових свердловин з метою локалізації витоків необхідно влаштувати обвалування або інші заходи, якщо це передбачено проєктом.

На кожній свердловині повинна бути змонтована площадка для монтажу підйомної установки КРС (поточного ремонту свердловин) та площадка для встановлення пристрою для змотування та вимотування талевого канату.

4.20. При продуванні свердловин і періодичних дослідженнях необхідно керуватися програмою досліджень та інструкціями. Указані роботи необхідно проводити з мінімальним випуском газу в атмосферу.

4.21. НКТ та інше технологічне обладнання, які внаслідок експлуатації зазнали додаткового радіоактивного забруднення радіонуклідами природного походження, належать до ТПДПП у разі перевищення рівнів звільнення радіоактивних матеріалів від регулюючого контролю, встановлених нормами та правилами з радіаційної безпеки.

Ці НКТ та інше обладнання, що за своїми технічними параметрами не може бути використане за призначенням, можуть тимчасово зберігатися на об'єктах нафтогазодобувної промисловості на спеціально обладнаних майданчиках з твердим покриттям, без доступу сторонніх осіб, з установленням знаків радіаційної небезпеки згідно з ДСТУ EN ISO 361:2020, з подальшою передачею їх суб'єктам господарювання, які володіють відповідною дозвільною документацією, обладнанням та технологіями для їх дезактивації з метою подальшого використання як вторинних ресурсів або для довгострокового зберігання.

4.22. Оперативний контроль безпосередньо за експлуатаційними свердловинами повинен включати спостереження за:

технічним станом обладнання;

змінами в часі робочих дебітів тисків на усті та температур;

наявністю міжколонних тисків.

5. Експлуатація свердловин штанговими насосами

5.1. Устя свердловини обладнується запірною арматурою та пристроєм для ущільнення штока. Схема обв'язки устя свердловини повинна забезпечувати замірювання тиску на усті, відбирання газу із затрубного простору, проведення досліджень.

5.2. Конструкція сальникового пристрою повинна дозволяти заміну ущільнення штока за наявності тиску в свердловині.

5.3. Під час виконання робіт, пов'язаних із зупинкою верстата-качалки, електродвигун повинен бути вимкнутий, контрвантажі повинні бути опущені в нижнє положення і заблоковані гальмовим пристроєм, а на пусковому пристрої встановлений попереджувальний знак «Не вмикати - працюють люди!».

5.4. На свердловинах з автоматичним і дистанційним керуванням верстатів-качалок на видному місці повинні бути розміщені попереджувальні знаки «Увага! Пуск автоматичний».

5.5. Кривошипно-шатунний механізм верстата-качалки, площадка для обслуговування електроприводу і пускового пристрою повинні мати огородження.

5.6. Верстат-качалка повинен бути змонтований таким чином, щоб виключалося зіткнення частин, що рухаються, з фундаментом, ґрунтом чи огорожею.

5.7. При крайньому нижньому положенні головки балансира відстань між траверсою підвіски сальникового штока або штанготримачем і устьовим сальником повинна бути не менше ніж 20 см.

5.8. Рама верстата-качалки повинна бути зв’язана з кондуктором (проміжною колоною) не менше ніж двома заземлювальними сталевими провідниками, привареними в різних місцях до кондуктора (проміжної колони) і рами.

Переріз прямокутного провідника повинен бути не менше ніж 100 мм^2, товщина стінок профільної сталі - не менше ніж 4 мм, діаметр круглих заземлювачів - 16 мм.

Заземлювальні провідники, що з’єднують раму верстата-качалки з кондуктором (проміжною колоною), повинні бути заглиблені в землю не менше ніж на 0,5 м.

Як заземлювальні провідники може застосовуватися сталь: кругла, смугова, кутова або іншого профілю.

5.9. Верхній торець устьового сальника повинен підноситися над рівнем площадки обслуговування не більше ніж на 1 м.

6. Експлуатація свердловин відцентровими, гвинтовими, діафрагмовими заглибними електронасосами

6.1. Прохідний отвір для силового кабелю в устьовій арматурі повинен мати герметичне ущільнення.

6.2. Свердловини, які експлуатуються з використанням заглибних насосів, можуть обладнуватися вибійними клапан-відсікачами, що дозволяють заміняти свердловинне обладнання без глушіння.

У разі відсутності клапана-відсікача або його відмови свердловина перед ремонтом повинна бути заглушена розчином глушіння, який не містить твердих завислих частинок і не погіршує фільтраційні властивості привибійної зони.

6.3. Устя свердловини обладнується ФА або спеціальним устьовим пристроєм, що забезпечує герметизацію трубного і затрубного просторів, можливість їх сполучення, проведення глибинних досліджень. Обв’язка викидних ліній трубного і затрубного просторів повинна дозволяти: здійснення демонтажу (розбирання) викидних ліній (як з боку глушіння, так і з шлейфового боку) з метою заміни засувок без зупинки роботи свердловини у шлейф; проведення розрядки свердловини, подачі газу в затрубний простір; проведення технологічних операцій, у тому числі глушіння свердловини. Для цього всі з’єднання основних і допоміжних комунікацій повинні бути на фланцях.

6.4. Силовий кабель повинен бути прокладений від станції керування до устя свердловини на естакаді. Допускається прокладка кабелю в трубах під землею.

6.5. Монтаж і демонтаж наземного електрообладнання електронасосів, їх огляд, ремонт та налагодження повинен виконувати електротехнічний персонал.

6.6. Кабельний ролик повинен підвішуватися на щоглі підйомного агрегату за допомогою ланцюга або на спеціальній підвісці. Цей пристрій повинен бути випробуваний на максимальну вантажопідіймальність.

6.7. Кабель, пропущений через ролик, при СПО не повинен торкатися елементів конструкції вантажопідіймальних механізмів та землі.

6.8. Під час згвинчування та розгвинчування труб кабель необхідно відводити за межі робочої зони з таким розрахунком, щоб він не перешкоджав персоналу, що працює.

6.9. Швидкість спуску (підйому) заглибного обладнання в свердловину не повинна перевищувати 0,25 м/с. У похилоспрямованих свердловинах з набором кривизни 1,5° на 10 м швидкість спуску не повинна перевищувати 0,1 м/с.

6.10. Стовбур свердловини, у яку заглибний електронасос спускається вперше, а також при зміні типорозміру насоса повинен бути перевірений шаблоном відповідно до вимог інструкції з експлуатації заглибного електронасоса.

7. Експлуатація свердловин гідропоршневими і струминними насосами

7.1. Приміщення технологічного блока установки повинно мати:

постійну примусову вентиляцію, що забезпечує восьмикратний повітрообмін по повному внутрішньому об’єму приміщення протягом години;

температуру в блоках не нижче ніж 5 °С, рівень шуму не більше ніж 80 дБ, швидкість вібрації не більше ніж 2 мм/с.

7.2. Перед входом до приміщення технологічного блока необхідно:

перевірити загазованість приміщення і стан системи вентиляції;

увімкнути освітлення;

переключити систему газового пожежогасіння з режиму автоматичного пуску на ручний.

7.3. У разі виникнення пожежі в блоці необхідно діяти відповідно до вимог інструкції з пожежної безпеки.

7.4. Перед спуском пакера експлуатаційна колона повинна бути прошаблонована, у разі потреби прорайбована, промита до вибою та опресована.

7.5. Витягування гідропоршневого насоса, шкребка та іншого обладнання повинно виконуватись із застосуванням спеціального лубрикатора, що входить у комплект установки.

7.6. Монтаж і демонтаж лубрикатора необхідно виконувати з використанням приставної драбини з площадкою для обслуговування при закритій центральній засувці з дотриманням інструкції на проведення цього виду робіт.

7.7. Кожна нагнітальна лінія повинна бути обладнана манометром і регулятором витрати робочої рідини.

7.8. Силові насоси повинні бути обладнані електроконтактними і показуючими манометрами, а також запобіжними клапанами. Відвід від запобіжного клапана силового насоса повинен бути з’єднаний з прийомом насоса.

7.9. Справність системи автоматики і запобіжних пристроїв перевіряється в терміни, установлені інструкцією з експлуатації.

7.10. Силова установка запускається в роботу після перевірки справності системи автоматики при відкритих запірних пристроях на лініях всмоктування, нагнітання і перепуску робочої рідини силового насоса. Тиск у напірній системі створюється після встановлення нормального режиму роботи наземного обладнання.

7.11. При зупинці силового насоса тиск у нагнітальному трубопроводі повинен бути знижений до атмосферного.

7.12. Система виміру дебіту свердловин, показання роботи силових насосів повинні мати вихід на диспетчерський пункт (у разі автоматизації і телемеханізації промислів).

8. Експлуатація нагнітальних свердловин при розробці родовищ з підтриманням пластового тиску методом закачування в пласт сухого газу (сайклінг-процес) або води (заводнення)

8.1. Нагнітальні свердловини, через які в продуктивні пласти закачуються робочі агенти (вода, газ, повітря, пара, розчини ПАР, кислоти та інші реагенти) з метою підтримання пластового тиску і підвищення нафтогазоконденсатовилучення, повинні обладнуватися наземним і внутрішньосвердловинним (підземним) обладнанням.

8.2. На усті нагнітальних свердловин повинна встановлюватися ФА, робочий тиск якої повинен бути не нижчим за максимально очікуваний тиск нагнітання.

До встановлення на устя ФА повинна випробовуватися на міцність та герметичність при тисках, передбачених паспортом і технічними умовами на її поставку.

8.3. Устьова арматура повинна бути обладнана зворотним клапаном для запобігання перетіканню закачуваних агентів із свердловини в разі аварії на нагнітальному трубопроводі або тимчасовому припиненні їх нагнітання.

8.4. Закачування робочих агентів у нагнітальні свердловини повинно здійснюватися тільки через колону НКТ.

Конструкція колони НКТ повинна визначатися на основі розрахунків, які проводяться відповідно до чинних інструкцій і методик. Низ колони НКТ обладнується воронкою для забезпечення безаварійного підняття глибинних замірних приладів під час проведення дослідних робіт.

8.5. Закачування робочих агентів у нагнітальні свердловини при тисках на усті понад тиск, на який опресована експлуатаційна колона, повинно здійснюватися через колону НКТ з пакером, який ізолює колону від впливу високих тисків і встановлюється над пластом (об’єктом), у який закачується робочий агент.

8.6. Для одночасно-роздільного закачування робочих агентів у два пласти (об’єкти) у нагнітальну свердловину повинно спускатися спеціальне обладнання.

Обладнання для одночасно-роздільного закачування повинно забезпечувати надійну ізоляцію (розділення) між собою двох пластів (об’єктів) і диференційоване, за тиском і

поглинальністю, закачування робочих агентів; можливість проведення дослідних і ремонтних робіт у свердловинах.

8.7. Для контролю за технологічними режимами роботи свердловин і устьового обладнання нагнітальні свердловини повинні бути обладнані манометрами і термометрами для контролю за тиском і температурою закачувальних агентів, пристроями для регулювання тиску.

8.8. При закачуванні води в нагнітальні свердловини водопроводи до свердловин повинні укладатись у траншеї на глибину, яка б запобігала замерзанню води на випадок припинення закачування води в зимовий період.

8.9. Для зменшення втрат тепла при закачуванні в пласти теплоносіїв (пари, гарячої води) трубопроводи від парогенераторних і водонагрівальних установок до нагнітальних свердловин, устьова арматура і колона НКТ повинні бути теплоізольовані.

8.10. При закачуванні в пласти агресивних робочих агентів (високомінералізовані пластові і стічні води, CO_2, H_2S, кислоти та інші реагенти) для запобігання корозії повинно застосовуватись обладнання в антикорозійному виконанні, а система трубопроводів і колони НКТ повинні мати спеціальне покриття або інгібіторний захист.

8.11. На виході з компресорної установки високого тиску перед подачею сухого газу в шлейфи нагнітальних свердловин повинні бути встановлені фільтр-сепаратори масла.

8.12. Під час розробки родовища з підтриманням пластового тиску методом закачування в пласт сухого газу (сайклінг-процес) або води (заводнення) повинні проводитися промислові дослідження і контролюватися такі параметри:

склад газу, який надходить на УКПГ;

час прориву сухого газу до вибою видобувних свердловин;

фізико-хімічні властивості (густина, молекулярна маса, фракційний склад) вилученого з газу конденсату;

кількість газу і конденсату, які видобуваються з кожної видобувної свердловини (за добу) і в цілому по родовищу (за добу, місяць, рік);

кількість сухого газу або води, які закачуються в кожну нагнітальну свердловину (за добу) і в цілому по родовищу (за добу, місяць, рік);

поточний Рпл у пласті (щоквартально);

тиск газу на усті нагнітальних свердловин (щодобово);

зміна положення газоводяного контакту в часі.

9. Дослідження свердловин

9.1. Види, періодичність і обсяг досліджень експлуатаційних (видобувних і нагнітальних) свердловин установлюються на підставі затверджених технічних документів, розроблених відповідно до проєкту розробки даного родовища.

9.2. Випробування та дослідження свердловин повинні виконуватись у світлий час доби під керівництвом відповідальної особи.

Дозволяється проведення робіт з випробування та дослідження свердловини в темний час доби за умови дотримання вимог освітленості згідно з вимогами нормативних документів.

9.3. Спускання глибинних приладів і пристроїв на тросі (канаті, дроті, кабелі) у свердловину, яка перебуває під тиском, повинно здійснюватися лише в разі встановленого на усті свердловини лубрикатора з відповідними герметизуючими пристроями.

За відсутності тиску на усті під час ремонту свердловин, коли свердловина заповнена розчином, дозволяється спускати глибинні прилади і пристрої без лубрикатора.

9.4. СПО з геофізичними приладами необхідно проводити із застосуванням лебідки з приводом, який забезпечує обертання барабана з канатом у необхідних діапазонах швидкостей, і направляючим роликом для тросу (канату, дроту, кабелю).

9.5. Після встановлення на свердловині лубрикатор піддається випробуванню тиском устя свердловини.

Лубрикатор періодично, але не рідше ніж один раз на 6 місяців, піддається гідравлічному випробуванню на тиск, що на 10 % перевищує його робочий тиск, зазначений у паспорті.

У процесі монтажу і демонтажу лубрикатора глибинний прилад повинен установлюватися на повністю закриту буферну засувку.

Перед вилученням глибинного приладу з лубрикатора тиск у ньому повинен бути знижений до атмосферного через запірний пристрій, установлений на вводі.

Під час проведення досліджень з використанням лубрикатора необхідно встановлювати на устьовому фланці направляючий ролик для кабелю.

9.6. При підйомі глибинного приладу зі свердловини лебідкою з ручним приводом необхідно вмикати храповий пристрій.

9.7. Дріт, який застосовується для глибинних досліджень, повинен бути суцільним, без скруток, а для роботи в свердловинах, що містять понад 6 % сірководню,- виконаним з матеріалу, стійкого до сірководневої корозії.

10. Депарафінізація свердловин, труб і обладнання

10.1. На підприємстві повинен бути розроблений графік проведення депарафінізації свердловин, труб і обладнання на рік і розданий у цехи з видобування нафти і газу.

10.2. Нагнітальні трубопроводи теплогенеруючих установок повинні бути:

обладнані зворотними клапанами;

опресовані перед проведенням робіт у свердловині на півторакратний тиск від очікуваного максимального, але такого, що не перевищує тиск, зазначений у паспорті установок.

10.3. Пересувні установки депарафінізації допускається встановлювати на відстані не менше ніж 25 м від устя свердловини і не менше ніж 10 м від іншого обладнання.

10.4. При пропарюванні викидного трубопроводу підходити до нього і до устя свердловини на відстань менше ніж 10 м забороняється.

10.5. Розпалювання парового котла і підігрівача нафти повинно проводитися відповідно до інструкції з експлуатації підприємства-виробника.

10.6. Для подачі теплоносія під тиском більше ніж 1 МПа (10 кгс/см^2) забороняється застосовувати гумові рукави.

10.7. Шланг для подавання пари до колони НКТ, укладених на містках, повинен бути обладнаний спеціальними наконечниками.

10.8. Скребок у свердловину повинен спускатись і підніматись через лубрикатор, який установлений на фонтанній арматурі.

Дріт, на якому спускається скребок, повинен пропускатися через ролик, прикріплений до лубрикатора. Дріт повинен мати сертифікат відповідності.

11. Інтенсифікація видобування нафти і газу

11.1. Загальні положення

11.1.1. Роботи з нагнітання в свердловину води, газу, теплоносіїв (гарячої води, пари), хімічних реагентів (полімерів, ПАР, розчинників нафти) та інших агентів проводяться відповідно до проєкту і плану, затверджених нафтогазодобувним підприємством. У плані повинні бути зазначені порядок підготовчих робіт, схема розміщення обладнання, технологія проведення процесу, заходи безпеки, відповідальний керівник робіт.

11.1.2. Пересувні насосні агрегати, призначені для роботи на свердловинах, повинні обладнуватися запірними та запобіжними пристроями, мати прилади, що контролюють основні параметри технологічного процесу.

11.1.3. При закачуванні хімічних реагентів, пари, гарячої води на нагнітальній лінії біля устя свердловини повинен бути встановлений зворотний клапан.

11.1.4. Нагнітальна лінія після збирання до початку закачування повинна бути опресована на півторакратний очікуваний робочий тиск.

11.1.5. При гідравлічних випробуваннях нагнітальних систем обслуговуючий персонал повинен бути виведений за межі небезпечної зони. Ліквідація пропусків під тиском забороняється.

11.1.6. Перед початком роботи із закачування реагентів, води і після тимчасової зупинки в зимовий час необхідно переконатись у відсутності в комунікаціях насосних установок і нагнітальних ліній льодових пробок.

Обігрівати трубопроводи відкритим вогнем забороняється.

11.1.7. Обробка привибійної зони, інтенсифікація припливу і підвищення нафтовіддачі пластів у свердловинах з негерметичними колонами і заколонними перетоками забороняється. Зазначені операції можуть бути проведені при використанні обладнання з

пакером, що ізолює місце негерметичності колони від впливу реагентів, які використовуються під час таких технологічних процесів.

11.1.8. На період теплової і комплексної обробки навколо свердловини та обладнання, що використовується, установлюється небезпечна зона радіусом не менше ніж 50 м.

11.1.9. Пересувні насосні установки необхідно розташовувати на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини, відстань між ними повинна бути не менше ніж 1 м. Інші установки для виконання робіт (компресор, парогенераторна установка та ін.) повинні розміщуватися на відстані не менше ніж 25 м від устя свердловини. Агрегати встановлюються кабінами від устя свердловини та оснащуються іскрогасниками.

11.1.10. Технологічні режими ведення робіт і конструктивне виконання агрегатів та установок повинні унеможливлювати утворення вибухопожежонебезпечних сумішей усередині апаратів і трубопроводів.

11.1.11. На всіх об’єктах (свердловинах, трубопроводах, замірних установках) утворення вибухонебезпечних сумішей не допускається. У планах проведення робіт необхідно передбачати систематичний контроль газоповітряного середовища в процесі робіт.

11.1.12. Викидна лінія від запобіжного пристрою насоса повинна бути жорстко закріплена, закрита кожухом і виведена в скидну місткість для збирання рідини або на прийом насоса.

11.1.13. Вібрація і гідравлічні удари в нагнітальних комунікаціях не повинні перевищувати норми, установлені чинними документами щодо експлуатації та ремонту технологічних трубопроводів під тиском до 10,0 МПа (100 кгс/см^2).

11.2. Закачування розчинів та хімічних реагентів

11.2.1. Роботи повинні виконуватися з використанням необхідних ЗІЗ і відповідно до вимог інструкції та цих Правил.

11.2.2. На місці проведення робіт із закачування агресивних хімічних реагентів (сірчаної, соляної, азотної, фторної кислоти та ін.) повинен бути:

аварійний запас спецодягу, спецвзуття та інші ЗІЗ;

запас чистої прісної води;

нейтралізуючі компоненти для розчину (крейда, вапно, хлорамін).

11.2.3. Залишки хімічних реагентів необхідно збирати і доставляти в спеціально відведене місце, обладнане для утилізації або знищення.

11.2.4. Після закачування хімічних реагентів або інших шкідливих речовин до розбирання нагнітальної системи агрегату повинна прокачуватись інертна рідина об’ємом, достатнім для промивання нагнітальної системи. Скидати рідину після промивання необхідно в збірну ємність.

11.2.5. Необхідно вести постійний контроль повітряного середовища робочої зони переносними газоаналізаторами. У разі вмісту в повітрі закритого приміщення парів

агресивних хімічних реагентів вище ніж ГДК та порушення герметичності нагнітальної системи роботи повинні бути припинені.

11.2.6. Завантаження термореактора магнієм повинно проводитися безпосередньо перед спусканням його в свердловину.

11.2.7. Завантажений магнієм термореактор, ємності і місця роботи з магнієм необхідно розташовувати на відстані не менше ніж 10 м від нагнітальних трубопроводів та ємностей з кислотами.

11.3. Нагнітання діоксиду вуглецю

11.3.1. Обладнання і трубопроводи повинні бути захищені від корозії.

11.3.2. Забороняється під час продування свердловини або ділянки нагнітального трубопроводу перебувати ближче ніж 20 м від зазначених ділянок.

11.3.3. Необхідно вести постійний контроль повітряного середовища робочої зони.

У разі вмісту в повітрі закритого приміщення діоксиду вуглецю вище ніж ГДК (0,5 об.%) та порушення герметичності системи розподілу і збору діоксиду вуглецю роботи повинні бути припинені.

11.4. Теплова обробка

11.4.1. Парогенераторні та водонагрівальні установки повинні бути оснащені приладами контролю і регулювання процесів готування та закачування теплоносія, засобами для припинення подачі паливного газу в разі порушення технологічного процесу.

11.4.2. Прокладання трубопроводів від стаціонарних установок до свердловини для закачування вологої пари або гарячої води та їх експлуатація здійснюються з дотриманням вимог наказу № 333.

11.4.3. Відстань від паророзподільного (водорозподільного) пункту чи розподільного трубопроводу до устя нагнітальної свердловини повинна бути не менше ніж 25 м.

11.4.4. Керування запірною арматурою свердловини, обладнаної під нагнітання пари або гарячої води, повинно здійснюватися дистанційно. Фланцеві з’єднання повинні бути закриті кожухами.

11.4.5. В аварійних випадках роботу парогенераторної та водонагрівальної установок необхідно зупинити, персонал при цьому повинен діяти відповідно до ПЛЛА.

11.4.6. На лінії подачі палива в топку парогенератора або водонагрівальної установки передбачається автоматичний захист, що припиняє подачу палива при зміні тиску в теплопроводі нижче або вище допустимого, а також в разі припинення подачі води.

11.4.7. Територія свердловин, обладнаних під нагнітання пари або гарячої води, повинна бути огороджена і позначена попереджувальними знаками.

11.4.8. Відвід від затрубного простору повинен бути спрямований у бік, вільний від техніки та обслуговуючого персоналу.

При закачуванні теплоносія (з установленням пакера) засувка на відводі від затрубного простору повинна бути відкрита.

11.4.9. Після обробки свердловини повинні бути перевірені з'єднувальні пристрої, арматура повинна бути пофарбована.

11.5. Обробка гарячими нафтопродуктами

11.5.1. Установка для підігрівання нафтопродукту повинна розташовуватись не ближче ніж 25 м від ємності з гарячим нафтопродуктом.

11.5.2. Електрообладнання, що використовується на установці для підігрівання нафтопродукту, повинно бути у вибухозахищеному виконанні.

11.5.3. Ємність з гарячим нафтопродуктом необхідно встановлювати на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини з підвітряного боку.

11.5.4. У плані проведення робіт повинні бути передбачені заходи, що забезпечують безпеку працівників.

11.6. Обробка вибійними електронагрівниками

11.6.1. Вибійні електронагрівники повинні бути у вибухозахищеному виконанні. Збирання і випробування вибійного електронагрівника шляхом підключення до джерела струму повинні проводитися в електроцеху.

Забороняється розбирання, ремонт вибійних електронагрівників та їх випробування під навантаженням у польових умовах.

11.6.2. Спуск вибійного електронагрівника в свердловину та його піднімання повинні бути механізовані і проводитися при герметизованому усті з використанням спеціального лубрикатора.

11.6.3. Перед установленням опорного затискача на кабель-трос електронагрівника устя свердловини повинно бути закрите.

11.6.4. Мережний кабель допускається підключати до пускового обладнання електронагрівника лише після підключення кабель-троса до трансформатора і заземлення електрообладнання, проведення всіх підготовчих робіт у свердловині, на усті і відведення працівників у безпечну зону.

11.7. Термогазохімічна обробка

11.7.1. Порохові заряди (порохові генератори тиску або акумулятори тиску) для комплексної обробки привибійної зони свердловини необхідно зберігати і перевозити відповідно до вимог наказу № 355.

11.7.2. Порохові генератори (акумулятори) тиску повинні встановлюватися в гірлянду зарядів, що спускається, лише перед її введенням у лубрикатор.

11.7.3. Ящики з пороховими зарядами повинні зберігатися в приміщенні, яке замикається на замок і розташоване на відстані не менше ніж 50 м від устя свердловини.

11.7.4. Гірлянда порохових зарядів установлюється в лубрикатор лише при закритій центральній засувці. Пристрій, що спускається, не повинен торкатися плашок засувок. Робота повинна виконуватися двома особами.

11.7.5. Підключення спущеного у вибій свердловини порохового генератора або акумулятора тиску до приладів керування та електромережі проводиться в такій послідовності:

герметизація устя свердловини;

підключення електрокабелю гірлянди зарядів до трансформатора (розподільного щитка);

відведення членів бригади та інших осіб, що перебувають на робочій площадці (крім безпосередніх виконавців), на безпечну відстань від устя свердловини - не менше ніж на 50 м;

установлення коду приладів підключення в положення «вимкнуто»;

підключення кабелю електромережі до трансформатора або приладів керування;

подача електроенергії на прилади керування;

вмикання електроенергії на гірлянду із зарядом (виконується лише за командою відповідального керівника робіт).

11.7.6. При використанні під час комбінованої обробки привибійної зони свердловини порохових зарядів типу АДС-6 або інших елементів гідравлічного розриву пласта повинні виконуватися вимоги, що забезпечують збереження експлуатаційної колони.

11.8. Гідравлічний розрив пласта

11.8.1. Гідравлічний розрив пласта проводиться під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника за планом, затвердженим підприємством.

11.8.2. Під час проведення гідророзриву пласта перебування персоналу біля устя свердловини та нагнітальних трубопроводів ближче ніж 20 м забороняється.

11.8.3. Місця встановлення агрегатів для гідророзриву пласта повинні бути відповідним чином підготовлені і звільнені від сторонніх предметів, які перешкоджають установленню агрегатів та прокладенню комунікацій.

11.8.4. Агрегати для гідророзриву пластів повинні бути встановлені на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини і розташовані таким чином, щоб відстань між ними була не менше ніж 1 м і кабіни їх не були повернуті до устя свердловини.

11.8.5. Напірний колектор блоку маніфольдів повинен бути обладнаний датчиками КВП, запобіжними клапанами та лінією скидання рідини, а нагнітальні трубопроводи - зворотними клапанами.

11.8.6. Після обв’язки устя свердловини необхідно опресувати нагнітальні трубопроводи на очікуваний тиск при гідравлічному розриві пласта з коефіцієнтом запасу 1,5.

11.8.7. Для вимірювання і реєстрації тиску при гідророзриві до устьової арматури повинні бути під'єднані показуючий та реєструвальний манометри, винесені на безпечну відстань.

11.8.8. Перед від'єднанням трубопроводів від устьової арматури необхідно закрити крани на ній та знизити тиск у трубопроводах до атмосферного.

11.8.9. Застосування пакерувальних пристроїв при гідророзривах пласта обов'язкове, якщо тиск гідророзриву перевищує допустимий для експлуатаційної колони.

11.8.10. При проведенні гідрокислотних розривів необхідно застосовувати інгібітори корозії.

11.8.11. Працівники, які безпосередньо беруть участь у цих роботах, повинні бути забезпечені локальним радіозв'язком для синхронізації, узгодження та контролю робіт.

12. Капітальний і підземний ремонт свердловин

12.1. Роботи з капітального і підземного (поточного) ремонту свердловини повинні проводитися за планом, затвердженим технічним керівником підприємства.

У плані повинні передбачатись усі необхідні види робіт і технічні засоби, що забезпечують безпеку і захист навколишнього природного середовища під час їх виконання.

12.2. Передача свердловин для ремонту та приймання їх після ремонту здійснюється за актом відповідно до порядку, установленого на підприємстві.

12.3. Перед початком проведення робіт на свердловині бригада повинна бути ознайомлена з планом робіт, який повинен містити відомості про конструкцію і стан свердловини, пластовий тиск, внутрішньосвердловинне обладнання, перелік операцій, які плануються, очікувані технологічні параметри при їх проведенні, порядок дій з локалізації і ліквідації аварій.

12.4. До встановлення установки для ремонту свердловин на усті свердловина повинна бути заглушена. Глушіння повинно проводитися розчином з густиною, яка відповідає вимогам підпункту 3.3.3 пункту 3.3 глави 3 розділу V цих Правил. Глушінню підлягають усі свердловини з пластовим тиском, що перевищує гідростатичний, і свердловини, у яких (відповідно до виконаних розрахунків) зберігаються умови фонтанування або ГНВП при пластових тисках, нижчих від гідростатичного.

Сфери застосування обладнання у стандартному і стійкому до сульфідно-корозійного розтріскування виконанні залежно від абсолютного тиску ($P_{абс}$), парціального тиску сірководню (P_{H_2S}) та його концентрації (C_{H_2S}) для багатофазного флюїду «нафта-газ-вода» з газовим фактором менше ніж 890 нм3/м3 визначено в додатку 11 до цих Правил.

Сфери застосування обладнання у стандартному і стійкому до сульфідно-корозійного розтріскування виконанні залежно від абсолютного тиску ($P_{абс}$), парціального тиску сірководню (P_{H_2S}) та його концентрації (C_{H_2S}) для вологого газу або обводненої нафти з газовим фактором більше ніж 890 нм3/м3 визначено в додатку 12 до цих Правил.

Проведення поточних і капітальних ремонтів свердловин без їх попереднього глушіння допускається на родовищах з гірничо-геологічними умовами, що унеможливлюють

самочинне надходження пластового флюїду до устя свердловини. Перелік таких родовищ (чи їх окремих ділянок), свердловин погоджується з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

Свердловини, у продукції яких міститься сірководень у кількостях, що перевищує межі, установлені в додатках 11 і 12 до цих Правил, повинні бути заглушені розчином, що містить нейтралізатор сірководню.

За умови використання снабінгової установки свердловина не підлягає попередньому глушінню. У трубному просторі НКТ встановлюється спеціальний герметизуючий вузол (ізолююча пробка тощо). Перед проведенням робіт обов'язково проводиться товщинометрія колони НКТ.

12.5. Розміщення агрегатів, обладнання, пристроїв та облаштування площадок у зоні робіт здійснюються відповідно до схеми і технічних регламентів, затверджених технічним керівником підприємства.

12.6. Вантажопідіймальність бурових вишок, щогл необхідно вибирати з урахуванням максимального навантаження, очікуваного в процесі ремонту, а також вітрового навантаження.

12.7. Агрегати для ремонту свердловин установлюються на приустьовій площадці відповідно до інструкції з експлуатації підприємства-виробника.

Установка для ремонту свердловин повинна відповідати таким вимогам:

1) щогла підйомника повинна закріплюватися відтяжками зі сталевого каната. Число, діаметр і місце кріплення відтяжок повинні відповідати технічній документації агрегату;

2) у трансмісії приводу лебідки повинен використовуватися обмежувач вантажопідіймальності на гаку (якщо він передбачений конструкцією і поставляється підприємством-виробником);

3) підйомник повинен мати автоматичний обмежувач висоти підняття талевого блоку з блокуванням руху барабана лебідки (протизатягувач талевого блоку під кронблок);

4) підйомник повинен мати:

а) прилади, що дають змогу встановлювати шасі в горизонтальне положення;

б) пристрій для фіксації талевого блоку і захисту щогли від ушкоджень при пересуванні;

5) система підняття щогли повинна мати дистанційне керування і забезпечувати безпеку в разі відмови елементів гідрообладнання;

6) підйомник повинен бути оснащений світильниками у вибухобезпечному виконанні, які забезпечують освітленість згідно з чинними нормами;

7) підйомник повинен бути оснащений іскрогасниками двигунів внутрішнього згорання та засувками екстреного перекриття доступу повітря в двигун (повітрозбірник);

8) підйомник повинен бути оснащений дистанційним пристроєм аварійного відключення двигуна з пульта бурильника (заслінкою екстреного перекриття доступу повітря в двигун);

9) підйомник повинен бути оснащений усім необхідним для освітлення робочих місць, трансформатором-випрямлячем постійного струму на 24 В, пристроєм для підзарядки акумуляторів і аварійним освітленням;

10) вишка підйомника повинна бути обладнана сходами для безпечного підйому та спуску по них верхового працівника, якщо підприємством-виробником підйомника передбачено встановлення інструменту за «палець» балкона;

11) підйомник повинен бути оснащений гідравлічними опорними домкратами з фундаментними блоками під них;

12) підйомник повинен бути оснащений укриттям робочої площадки заввишки 2,5 м з одинарними дверима з кожного боку платформи, двостулковими дверима з боку робочої площадки при проведенні СПО з установленням інструменту за «палець» балкона, якщо це передбачено конструкцією та підприємством-виробником;

13) підйомник повинен мати спеціальні пристрої для підвіски машинних ключів, для підвіски гідравлічного ключа та пристрій для розкріплення бурильних труб;

14) пневмосистема підйомника повинна бути оснащена осушувачем повітря згідно з технічною документацією підприємства-виробника;

15) гальмівна система лебідки повинна мати систему охолодження, якщо це передбачено підприємством-виробником;

16) підйомник вантажопідіймальністю 70 т і більше повинен мати допоміжні гальма, які забезпечують спуск номінальної ваги зі швидкістю не більше ніж 2 м/с;

17) основні гальма повинні бути обладнані блокувальним пристроєм гальм у неробочому стані;

18) щогла підйомника повинна мати пристрій для підвішування шківа для тросів;

19) приймальні містки повинні мати посередині жолоб для викидання труб на приймальні стелажі;

20) приймальні стелажі для труб повинні мати телескопічні регульовані опори, під які повинні бути встановлені дерев’яні прокладки. Стелажі для укладання труб повинні мати стояки, що запобігають розкочуванню труб;

21) після монтажу підйомника гвинтові домкрати встановлюються на передній і задній фундаментні блоки.

12.8. Після монтажу установки для ремонту свердловин, до початку її експлуатації, виконуються такі роботи:

випробування якорів установки з картограмою; випробування протизатягувача талевого блоку;

перевірка роботи пневмосистеми, КВП, наявності декларації на талевий канат і канат для підйому верхньої секції;

монтування показуючого пристрою індикатора ваги, який повинен перебувати в полі зору бурильника (машиніста підйомника) і мати незалежну фундаментну основу;

вимірювання опору заземлювальних пристроїв та опору ізоляції кабельних ліній заземлення обладнання і пристроїв (вимірювання опору розтікання на основних заземлювачах і заземленнях магістралей та устаткування).

Про виконані роботи між замовником та виконавцем робіт складається відповідний акт.

12.9. Уведення змонтованої установки для ремонту свердловин у роботу здійснюється за рішенням комісії з приймання підйомника після повної готовності, випробування та за наявності укомплектованої бригади КРС. Готовність до пуску оформлюється актом уведення підйомника в експлуатацію. Склад комісії визначається наказом підприємства. Якщо вантажопідіймальність підйомника становить понад 70 т, у роботі комісії бере участь представник центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

Про введення змонтованого підйомника в роботу, попередньо, не менше ніж за п’ять робочих днів повідомляється центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

У разі неявки представника центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці, комісія підприємства має право введення підйомника в експлуатацію самостійно (за умови наявності підтвердних документів про запрошення такого представника).

12.10. Свердловину, освоєння, капітальний та поточний ремонт якої здійснюється із застосуванням снабінгової установки та на якій планами робіт не передбачене проведення попереднього глушіння, після встановлення герметичного вузла, необхідно зупинити, зменшити тиск з трубного простору до атмосферного і витримати в часі не менше ніж шість годин. Допускається ріст тиску в трубному просторі не вище ніж 0,5 МПа.

12.11. При проведенні підземних і капітальних ремонтів устя свердловин за рішенням технічного керівника підприємства повинні бути оснащені противикидним обладнанням. Фактична схема обв’язки устя противикидним обладнанням розробляється підприємством на основі типових схем і погоджується зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою. Після встановлення противикидного обладнання свердловина опресовується на максимально очікуваний тиск, який не повинен перевищувати тиск опресування експлуатаційної колони.

12.12. Для постійного доливу свердловини під час проведення технологічних операцій і для контролю рівня розчину глушіння на площадці встановлюється блок доливу та обв’язується з устям свердловини з таким розрахунком, щоб забезпечувався самодолив свердловини або примусовий долив за допомогою насоса (агрегату для промивання свердловини). Підняття труб зі свердловини проводиться з доливанням і підтримкою рівня на усті. Доливна місткість повинна бути обладнана рівнеміром і мати градуювання.

Запас розчину глушіння відповідної густини повинен бути:

1) для газових свердловин - у кількості не менше ніж один об’єм свердловини;

2) для нафтових свердловин:

якщо глибина свердловини до 2000 м - 10 м^3;

якщо глибина свердловини до 3500 м - 15 м^3;

якщо глибина свердловини більше ніж 3500 м - 20 м^3.

12.13. Ремонт свердловин на кущі без зупинки сусідньої свердловини дозволяється за умови застосування спеціальних заходів і технічних засобів, передбачених планом, затвердженим технічним керівником підприємства.

Допускаються ведення робіт з освоєння, ремонту і введення в дію свердловин з одночасним бурінням на кущі та одночасна робота двох бригад з ремонту свердловин. За цих умов кожен виконавець робіт повинен негайно повідомити інших учасників робіт на кущі про виникнення на його ділянці нестандартної ситуації (ознаки ГНВП, відхилення від технологічного регламенту тощо). При цьому всі роботи на кущі припиняються до усунення причин виникнення нестандартної ситуації.

Інструкція з одночасного ведення робіт на кущі розробляється нафтогазодобувним підприємством, затверджується його технічним керівником і погоджується з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

12.14. При ремонті газліфтних свердловин перед розміщенням обладнання нагнітання газу в свердловину, яка ремонтується, а також сусідніх свердловин ліворуч і праворуч (на період розміщення) припиняється. Забороняється встановлення обладнання і спецтехніки на діючих шлейфах газопроводів.

При ремонті свердловин у кущі з відстанню між центрами устя 1,5 м і менше сусідня свердловина зупиняється і глушиться.

12.15. Забороняється проведення робіт з монтажу, демонтажу і ремонту бурових вишок та щогл: у темний час доби без штучного освітлення, яке забезпечує безпечне ведення робіт; за швидкості вітру 15 м/с і більше; під час грози, сильного снігопаду, при ожеледі, зливі, тумані (з видимістю менше ніж 50 м).

12.16. У разі виявлення ГНВП устя свердловини повинно бути загерметизоване, а бригада повинна діяти відповідно до ПЛЛА.

12.17. При капітальному і підземному ремонті свердловини із застосуванням бурового обладнання необхідно керуватися вимогами розділу V цих Правил.

12.18. Перед ремонтом свердловини, обладнаної заглибним ЕВН, необхідно знеструмити кабель.

Для намотування і розмотування кабелю повинен використовуватися кабелеукладач.

12.19. Барабан з кабелем заглибного ЕВН повинен перебувати в зоні видимості з робочої площадки бурильника.

12.20. Забороняється чищення піщаних пробок желонкою у фонтанних свердловинах та свердловинах з можливими ГНВП, а також у свердловинах з наявністю сірководню.

12.21. Під час проведення ремонтно-ізоляційних робіт забороняється перфорація обсадних колон в інтервалі можливого розриву пластів тиском газу, нафти (після виклику припливу), а також в інтервалі проникних непродуктивних пластів, крім випадків необхідності проведення перфорації спеціальних отворів під час проведення робіт з ліквідації заколонних перетоків.

12.22. Технічний стан вишок та лебідок підіймального обладнання, виготовлених згідно з технологічними регламентами, які використовують під час капітального ремонту свердловин, визначають за результатами контролю параметрів, установлених технічною документацією.

Виконання ремонту щогл установок для освоєння та ремонту нафтових і газових свердловин необхідно виконувати відповідно до вимог технічної документації, до складу якої входять технічні умови на ремонт. Після ремонту щогла повинна пройти експертне обстеження (технічне діагностування) згідно з вимогами Порядку проведення технічного огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 26 травня 2004 року № 687.

12.23. Ремонт свердловини вважається завершеним після оформлення акта приймання-передавання свердловини з ремонту в цех видобування нафти і газу.

При капітальному і підземному ремонті свердловини із застосуванням бурового обладнання необхідно керуватися вимогами розділу V цих Правил.

13. Системи промислового та міжпромислового збору нафти і газу. Підготовка нафти і газу до транспортування

13.1. Загальні вимоги

13.1.1. Об’єкти і технологічні процеси збору та підготовлення нафти і газу, їх технічне оснащення, вибір систем керування і регулювання, місця розміщення засобів контролю, керування і протиаварійного захисту повинні визначатись проєктною документацією і забезпечувати безпеку виробничого персоналу та населення.

13.1.2. Система збору нафти і газу повинна бути закрита, а устя нагнітальних, спостережних і видобувних свердловин - герметичні.

13.1.3. Системи автоматизації технологічних процесів промислового і міжпромислового транспортування та/або підготовлення природного газу, газового конденсату та нафти повинні передбачати:

автоматичне відключення окремого обладнання, технологічної лінії, установки в разі аварійного відхилення робочого тиску від максимально допустимого для обладнання;

дистанційний контроль технологічних параметрів і реєстрацію основних параметрів технологічного процесу;

автоматичну сигналізацію аварійних параметрів технологічного процесу (тиск, температура, рівень тощо) з подачею генеруванням попереджувальних сигналів;

контроль загазованості повітряного середовища на об’єктах;

можливість зниження тиску в обладнанні шляхом короткочасного скидання газу з технологічних апаратів та трубопроводів у факельний колектор установки в разі виникнення аварійної ситуації;

на УППГ і ГТУ для збору нафти повинна бути передбачена можливість короткочасного скиду газу з технологічних апаратів та трубопроводів УПН у факельний колектор у разі виникнення аварійної ситуації на установці.

13.1.4. Скидати в атмосферу гази, які містять сірководень та інші шкідливі речовини у кількості, що перевищує ГДВ, без нейтралізації або спалювання забороняється.

У разі неможливості створення належних умов нейтралізації необхідно забезпечити додатковий комплекс заходів щодо унеможливлення викиду шкідливих речовин в атмосферу.

13.1.5. На об’єктах видобування/збирання/підготовлення/ транспортування нафти, газу повинна бути технологічна схема, затверджена технічним керівником підприємства. На технологічній схемі зазначається:

усе наявне технологічне обладнання та трубопроводи;

нумерація запірної/регулюючої арматури, обладнання;

напрямок руху потоків речовин;

експлікація обладнання із зазначенням його характеристик;

експлікація запобіжних клапанів.

Технологічна схема є невід’ємною частиною технологічного регламенту та/або інструкції з експлуатації та ПЛЛА (у разі, якщо об’єкт визнаний об’єктом підвищеної небезпеки).

13.1.6. Технологічна схема УКПГ повинна щороку перевірятися на відповідність фактичному стану, коригуватись у разі внесення змін та доповнень і затверджуватися технічним керівником підприємства.

Технологічна схема повинна бути розміщена в операторній.

13.1.7. Зміни до технологічного процесу, схеми, регламенту, апаратурного оформлення та системи протипожежного захисту вносяться лише відповідно до проєктної документації, яка пройшла державну експертизу в установленому порядку.

Забороняється реконструкція, заміна елементів технологічної схеми без наявності затвердженого проєкту.

13.1.8. Обладнання, що контактувало із сірковмісною нафтою, сірковмісним природним газом та сірковмісним газовим конденсатом і не використовується в діючій технологічній схемі, повинно бути відключене, звільнене від продукту, промите (пропарене), заповнене інертним середовищем та ізольоване від функціонуючої схеми встановленням заглушок. Установлення заглушок фіксується в журналі встановлення-зняття заглушок.

13.1.9. Для ліквідації гідратних пробок у газопроводі, арматурі, обладнанні, приладах використовуються такі методи:

закачування інгібітору перед місцем утворення і безпосередньо в зону утворення гідратних пробок;

інтенсивне зовнішнє підігрівання місць утворення гідратних пробок за допомогою трубопровідних коаксіальних електропідігрівачів, УПП;

подання гарячого агента безпосередньо в гідратну пробку;

зниження тиску з обох боків гідратної пробки нижче ніж тиск розкладання гідратів з подальшою продувкою на свічу.

Забороняється розігрівати гідратну пробку в трубопроводі або апараті без відключення їх від загальної системи і під тиском.

Використання для обігріву обладнання відкритого вогню забороняється.

13.1.10. За наявності в продукції, технологічних апаратах, резервуарах та інших ємностях сірководню або можливості утворення шкідливих речовин під час пожеж, вибухів, порушення герметичності ємностей та інших аварійних ситуаціях персонал повинен бути забезпечений необхідними ЗІЗ від впливу цих речовин.

13.2. Обладнання для збору і підготовки нафти, газу і конденсату

13.2.1. Обладнання для збору нафти, газу і конденсату повинно відповідати вимогам стандартів і технічних умов на їх виготовлення, монтуватися відповідно до проєктів та чинних норм технологічного проєктування.

13.2.2. Під час експлуатації УКПГ необхідно керуватися вимогами чинних нормативно-правових актів.

13.2.3. У закритих вибухонебезпечних приміщеннях технологічних установок електричні датчики систем контролю і керування технологічним процесом повинні бути у вибухозахищеному виконанні і розраховуватися на використання в умовах вібрації, утворення газових гідратів, відкладень парафіну, солей та інших речовин або встановлюватися в умовах, що унеможливлюють прямий контакт із продукцією свердловин.

13.2.4. Технологічні трубопроводи та арматура фарбуються, а також забезпечуються попереджувальними знаками і написами. На трубопроводи наносяться стрілки, що вказують напрямок руху середовища, яке транспортується.

13.3. Насосні, КС, приустьові компресорні установки, блочно-комплектні насосні станції

13.3.1. Конструкція насосів та їх обв’язка для перекачування токсичних і горючих рідин повинні передбачати повне звільнення та дегазацію від залишків цих продуктів перед розбиранням насосів при зупинці їх на ремонт. Обв’язка насосів повинна забезпечувати звільнення їх від продукту в дренажну ємність, що міститься поза приміщенням насосної.

13.3.2. Резервні насоси повинні перебувати в постійній готовності до пуску. Насоси, що перекачують сірчисті продукти, повинні бути заповнені рідиною, яка перекачується, щоб уникнути утворення піpофорних відкладень.

13.3.3. Для перекачування легкозаймистих і шкідливих рідин необхідно застосовувати насоси, що запобігають пропуску продукту.

13.3.4. На пульті керування насосної станції з перекачування легкозаймистих, горючих та шкідливих речовин повинні бути встановлені прилади, що дають змогу контролювати: тиск; витрату; температуру підшипників насосних агрегатів, якщо це передбачено конструкцією та підприємствами-виробниками; стан повітряного середовища в приміщенні.

13.3.5. Блоки насосних агрегатів, які перекачують рідкі вуглеводні та інші вибухопожежонебезпечні продукти, повинні мати обладнання для їх автоматичного аварійного відключення в разі нагрівання до температури самозаймання продукту.

13.3.6. У місцях проходження валів, трансмісій і трубопроводів через стіни, які відділяють приміщення з небезпечними і шкідливими виділеннями від інших приміщень, повинні встановлюватися сальники та інше обладнання, яке запобігає розповсюдженню цих виділень.

13.3.7. Ззовні будинку насосної на всмоктувальному і нагнітальному трубопроводах повинні бути встановлені запірні механізми.

13.3.8. Під час запуску і зупинки насоса необхідно перевірити відкриття і закриття відповідних засувок. Забороняється запуск насосів об’ємної дії при закритій засувці на нагнітальній лінії.

Запуск парових насосів дозволяється лише після спускання парового конденсату і прогріву парових циліндрів.

13.3.9. Для заміни насос, який підлягає ремонту, необхідно від’єднати від двигуна, відключити від трубопроводів засувками з установленням заглушок і звільнити від продукту в дренажну ємність.

13.3.10. Засоби контролю стану повітряного середовища повинні перебувати в справному стані та перевірятися не рідше ніж один раз на місяць.

13.3.11. Обладнання, установлене у вибухонебезпечних зонах, повинно бути у вибухобезпечному виконанні.

13.3.12. Газокомпресорні станції обладнуються:

приладами контролю за технологічними параметрами (тиск, витрата, температура, система приладів з діагностики компресорного обладнання (вібрація, температура підшипників тощо)) відповідно до вимог виробника;

системою контролю загазованості повітряного середовища;

системою вентиляції (не стосується обладнання на відкритому майданчику);

системою автоматизованого керування (індивідуальна для кожного компресорного агрегату та загальностанційна з автоматичною зупинкою компресора (наприклад, у разі порушення технологічних параметрів, наявності загазованості повітряного середовища);

пультами керування біля кожного агрегату та в приміщенні оператора;

у разі встановлення агрегатів у закритому приміщенні - системою автоматичного пожежогасіння згідно з ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту», затвердженими наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 13 листопада 2014 року № 312, та проєктною документацією;

автоматизованою системою протиаварійного розвантаження обладнання із скиданням технологічних середовищ до факельної системи.

13.3.13. Промислові (дожимні) компресорні станції на об’єктах видобування природного газу, крім вимог підпункту 13.3.12 пункту 13.3 глави 13 розділу VI цих Правил, обладнуються:

автоматизованою системою регулювання роботи обладнання в заданих параметрах;

автоматичними установками пожежогасіння та установками пожежної сигналізації (відповідно до вимог законодавства);

системою аварійного оповіщення і зв’язку (відповідно до вимог законодавства).

Рівень автоматизації КС повинен забезпечувати реєстрацію основних технологічних параметрів, а саме:

тиску, витрати, температури середовища, що перекачується;

стану повітряного середовища в приміщенні (концентрації вибухонебезпечних і шкідливих речовин);

аварійного сигналу.

13.3.14. Рознімні з’єднання компресорів та їх газопроводи необхідно систематично перевіряти на герметичність відповідно до термінів, установлених інструкцією з експлуатації підприємства-виробника.

13.3.15. Забороняється залишати компресори, що працюють, крім повністю автоматизованих, без нагляду осіб, які їх обслуговують.

13.3.16 Установлення на свердловині приустьових компресорних установок здійснюється відповідно до затвердженої на підприємстві схеми з урахуванням технічних параметрів та рекомендацій підприємства-виробника обладнання.

13.4. УКПГ, групові та газозбірні пункти

13.4.1. На об’єкті збирання та підготовлення газу/нафти повинна бути така документація:

технологічна схема;

інструкції з охорони праці за професіями та видами робіт, з якими працівники ознайомлюються під підпис;

технологічний регламент установки та технологічні режими експлуатації свердловин;

ПЛЛА (у разі, якщо об’єкт визнаний об’єктом підвищеної небезпеки);

графік перевірки запобіжних клапанів;

журнал контролю якості товарного природного газу, що подається в магістральний газопровід;

масштабні плани комунікацій (шлейфи, газозбірні колектори, технологічні трубопроводи тощо) з точними прив’язками;

графіки ПЗР технологічних трубопроводів;

журнали інструктажу з охорони праці;

журнал контролю стану охорони праці на об’єкті;

журнал контролю загазованості повітряного середовища;

графік ПЗР технологічного обладнання;

журнал контролю виконання графіка ПЗР технологічного обладнання.

Документація, яка повинна зберігатися у відповідному структурному підрозділі підприємства:

проєктна документація;

виконавча документація;

протоколи перевірки знань працівників з питань охорони праці та безпечного виконання робіт;

паспорти на посудини, що працюють під тиском;

акти гідровипробувань на щільність та міцність шлейфів та технологічних трубопроводів;

перелік ерозійно- та корозійнонебезпечних ділянок технологічної обв’язки основного обладнання УКПГ та технологічних трубопроводів на площадці УКПГ;

акти товщинометрії в ерозійно- та корозійнонебезпечних місцях технологічних комунікацій;

акти контролю стану ізоляції технологічних трубопроводів.

13.4.2. Для установок збору і підготовки вуглеводнів, НС, КС, розміщених на окремій території, повинні розроблятись і затверджуватись у встановленому порядку технологічні регламенти.

13.4.3. Персонал, що експлуатує технологічне обладнання УКПГ, зобов’язаний знати технологічну схему УКПГ, призначення всіх технологічних апаратів, трубопроводів та апаратури.

13.4.4. УКПГ повинні мати передбачене проєктом автоматизоване і ручне (механічне) регулювання та керування технологічними процесами.

13.4.5. Системи стисненого повітря КВПіА повинні мати буферну ємність, що забезпечує запас стисненого повітря для систем КВПіА на час не менше ніж одна година.

Повітря, що подається в системи КВПіА, повинно бути очищене та осушене.

13.4.6. УКПГ повинні мати систему осушення та підігрівання газу, а також добавляння в нього інгібітору, якщо це передбачено проєктом.

13.4.7. Забороняється встановлення запірної арматури між запобіжними клапанами та технологічними апаратами (трубопроводами).

Для обслуговування запобіжних клапанів можливе встановлення системи запобіжних клапанів «робочий + резервний» з блокувальним пристроєм (еквівалентною системою засувок із зблокованими штурвалами), що унеможливлює одночасне відключення робочого та резервного клапанів від технологічного апарата/трубопроводу, який захищається.

13.4.8. За наявності (згідно з нормами технологічного проєктування) на об’єкті факельних систем скидання газу із запобіжних клапанів та факельних трубопроводів технологічних апаратів здійснюється у факельний колектор.

13.4.9. Регулювання та повірка запобіжних клапанів повинні здійснюватися на спеціальному стенді із зняттям клапана. Періодичність регулювання (повірки) встановлюється згідно з графіками, затвердженими головним інженером, виходячи з умов роботи та корозійності середовища, і повинна здійснюватися не рідше ніж визначена експлуатаційною документацією підприємства-виробника та РУПК-78 «Керівні вказівки з експлуатації, ревізії та ремонту пружинних запобіжних клапанів».

Забороняється усувати пропуски газу на запобіжних клапанах під тиском. У цьому випадку здійснюється заміна запобіжного клапана. Заміна запобіжного клапана здійснюється після зупинки технологічного апарата та скиду тиску.

13.4.10. У технологічному регламенті установок указуються перелік технологічних параметрів та їх граничні значення. У разі відхилення параметрів від граничних значень установку необхідно зупинити.

13.4.11. Оператор газотранспортної системи має право не приймати в точках входу в газотранспортну систему природний газ, фізико-хімічні показники якого за вмістом температури точки роси за вологою та температури точки роси за вуглеводнями не відповідають вимогам Кодексу газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2493, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823 (далі - Кодекс газотранспортної системи).

Порядок обмеження (припинення) подачі (приймання) природного газу в магістральний газопровід у разі невідповідності природного газу фізико-хімічним показникам на точці входу регулюється нормами Кодексу газотранспортної системи та відповідною технічною угодою.

13.4.12. Якість газу, що подається в міжпромислові газозбірні колектори, повинна відповідати вимогам технологічного регламенту.

13.4.13. Перед пуском установки необхідно перевірити справність обладнання, трубопроводів, арматури, металоконструкцій, заземлювальних пристроїв, КВПіА, блокувань, вентиляції, ЗІЗ та пожежогасіння, витіснити повітря із системи інертним газом на свічу.

Наприкінці продувки проводиться аналіз газу, що виходить. При цьому вміст кисню не повинен перевищувати 1 об.%.

Витіснення повітря у факельний колектор забороняється.

13.4.14. Забороняється пуск установки в разі несправності систем контролю небезпечних параметрів процесу і систем захисту.

13.4.15. Відбирання проб газу, конденсату та інших технологічних середовищ необхідно виконувати за допомогою пробовідбірників (спеціальних посудин, балонів), розрахованих на максимальний тиск в обладнанні. Забороняється користуватися пробовідбірниками з несправними голчастими вентилями і простроченими термінами проведення опосвідчення пробовідбірників (якщо таке обладнання підлягає такому технічному огляду).

Обсяг, методи і періодичність технічних оглядів (випробувань) пробовідбірників повинні бути визначені підприємством-виробником, зазначені в паспорті та відповідати вимогам наказу № 333.

13.4.16. Прилади, які розташовані на щитах керування КВПіА, повинні мати написи із наведенням параметрів, що визначаються, і гранично допустимих параметрів.

Сигнальні лампи та інші спеціальні прилади повинні мати написи, що вказують характер сигналу.

13.4.17. Роботи з налагодження, ремонту і випробування обладнання, систем контролю, керування, протиаварійного автоматичного захисту обладнання, трубопроводів, зв’язку та оповіщення повинні унеможливлювати іскроутворення. Для проведення таких робіт у вибухонебезпечних зонах оформлюється наряд-допуск на виконання робіт підвищеної небезпеки, розробляються заходи, що забезпечують безпеку організації і проведення робіт.

13.4.18. Попереджувальна та аварійна сигналізації повинні бути постійно включені в роботу.

13.4.19. Змінному технологічному персоналу дозволяється робити лише аварійні відключення окремих приладів і засобів автоматизації в порядку, встановленому ПЛЛА.

13.4.20. Обладнання очищення, охолодження і сепарації газу повинно розташовуватися на відкритих площадках.

Під час встановлення обладнання слід передбачати:

основні проходи в місцях постійного перебування працівників, а також по фронту обслуговування щитів керування (за наявності постійних робочих місць) завширшки не менше ніж 2 м;

основні проходи по фронту обслуговування машин, насосів, повітродувок і апаратів з щитами керування, КВП (за наявності постійних робочих місць) завширшки не менше ніж 1,5 м;

проходи для огляду і періодичної перевірки та регулювання апаратів і приладів завширшки не менше ніж 0,8 м;

проходи між насосами завширшки не менше ніж 0,8 м;

проходи біля віконних отворів, які доступні з рівня підлоги або площадки, завширшки не менше ніж 1 м.

Мінімальні розміри для проходів установлюються між найбільш виступаючими частинами обладнання, що включають фундаменти, ізоляцію, огородження.

13.4.21. На установках повинні бути передбачені заходи щодо запобігання впливу газу на працівників (герметизація установок, утилізація газів, вивітрювання, скидання газу при ремонтних роботах на свічу або факел).

13.4.22. Стан повітряного середовища вибухонебезпечних приміщень повинен контролюватися стаціонарними газосигналізаторами, які за наявності загазованості 20 % НКГВ повинні подавати звуковий та світловий сигнали з автоматичним включенням аварійної вентиляції.

Забороняється експлуатація технологічного обладнання у вибухонебезпечних приміщеннях з незадіяною системою аварійної вентиляції.

Для щозмінного контролю ГДК шкідливих речовин у виробничих приміщеннях застосовуються переносні газоаналізатори.

Вміст шкідливих речовин у повітрі робочої зони виробничих приміщень не повинен перевищувати ГДК.

13.4.23. Об’єкти нафтогазодобування забезпечуються засобами пожежогасіння згідно з проєктом.

Забороняється експлуатація технологічного обладнання в приміщеннях, обладнаних системами автоматичного пожежогасіння, у разі несправності останніх (відсутність піноутворювача, несправність пожежних насосів чи піногенераторів тощо).

13.4.24. На підприємстві повинна бути затверджена схема місць контролю повітряного середовища.

Відбір проб повітря до датчика газоаналізатора необхідно виконувати на робочих місцях у приміщеннях і на відкритих площадках на найбільш небезпечних і можливих рівнях у відношенні виділення газів. Необхідно встановлювати не менше ніж один датчик на кожні 100 м^2 площі приміщення.

13.4.25. Датчики газоаналізаторів і сигналізаторів, які встановлюються у вибухонебезпечних приміщеннях, повинні бути у вибухозахищеному виконанні.

13.4.26. Забороняється експлуатація технологічних апаратів УКПГ:

у разі їх експлуатації понад встановлений підприємством-виробником термін (понад 20 років за відсутності встановленого ресурсу) без визначення додаткового ресурсу безпечної експлуатації;

у разі розгерметизації технологічного апарата;

при несправних запобіжних клапанах;

при несправних пристроях регулювання;

при несправній запірній арматурі;

при несправних чи незадіяних засобах КВПіА, передбачених проєктом;

при несправній чи незадіяній системі спорожнення від рідини технологічних апаратів, передбаченій проєктом;

без заземлення технологічних апаратів за проєктною схемою;

із запобіжними клапанами, що не пройшли випробування у встановлений технічною документацією термін;

у режимах можливого гідратоутворення (у тому числі з незадіяною системою подачі інгібітору гідратоутворення).

13.4.27. УКПГ повинна бути аварійно зупинена в таких випадках:

1) аварія на газопроводі, підключеному до магістрального газопроводу;

2) виникнення відкритого фонтану на свердловині, якщо є пряма загроза промисловому майданчику УКПГ та працівникам;

3) аварійні розриви шлейфів, якщо є пряма загроза промисловому майданчику УКПГ, газозбірного колектору чи технологічних трубопроводів на промисловому майданчику УКПГ;

4) пожежа на промисловому майданчику УКПГ.

13.5. Додаткові вимоги до установок низькотемпературної сепарації газу

13.5.1. Територія установки огороджується і позначається попереджувальними знаками.

13.5.2. Забороняється застосування запірної арматури для створення дросель-ефекту при низькотемпературній сепарації газу.

13.5.3. Запобіжні пристрої на конденсатозбірнику повинні бути встановлені у верхній частині апарата.

13.5.4. Газ, що скидається запобіжними пристроями, повинен відводитися на факельну установку, що встановлена за межами території установки низькотемпературної сепарації газу.

Для вертикальної факельної установки відстань від установки низькотемпературної сепарації газу повинна бути не менше ніж 25 м.

13.5.5. На трубопроводах паливного газу перед пальниками вогневих підігрівачів і регенераторів встановлюються манометри, робочий і контрольний вентилі з продувальною лінією між ними, яка обладнана запірним пристроєм.

13.5.6. На трубопроводі інертного газу або паропроводі для продувки камер згоряння і змійовика при зупинках вогневих підігрівників і регенераторів повинні бути встановлені зворотні клапани і по дві запірні засувки, між якими встановлюється кран для продування.

13.5.7. Для розпалювання пальників вогневі підігрівники і регенератори повинні мати запальники.

13.5.8. Конструкція трубчастої печі (прямого чи непрямого) вогневого підігріву продукту (у тому числі теплоносія) повинна передбачати підведення пари або інертного газу для продувки камери згоряння і змійовика.

13.5.9 Камери згоряння печі, димоходи повинні обладнуватися системою пожежогасіння. Вентилі трубопроводів пожежогасіння необхідно розташовувати на відстані не менше ніж 10 м від печі.

13.5.10. Усі роботи в приміщеннях, де виділяються пари метанолу та їх вміст перевищує ГДК, повинні проводитися з використанням фільтрувальних протигазів.

13.5.11. Ємності і метанольниці повинні заповнюватися метанолом тиском газу або за допомогою насосів при повній герметизації процесу.

13.5.12. Залишки метанолу з метанольниць повинні відкачуватись у закриту ємність (бачок), забороняється продувати їх в атмосферу. Усі роботи з метанолом необхідно проводити відповідно до нормативних документів, що регламентують безпеку під час застосування метанолу та виконання робіт з ним.

13.5.13. У приміщеннях, насичених парами аміаку, обслуговуючий персонал повинен користуватися фільтрувальними протигазами.

13.5.14. Для змащування компресорів холодильної станції повинні використовуватися лише мастила, які передбачені інструкцією підприємств-виробників. Мастило з мастиловіддільників необхідно періодично перепускати в мастилозбірники, з яких після відведення парів холодоагенту через віддільники рідини мастило спрямовується на регенерацію. Випускання мастила безпосередньо з апаратів (посудин) забороняється.

13.5.15. У разі зупинення холодильної станції на тривалий період (більше ніж 10 днів) холодоагент необхідно відкачати на склад. Подачу води до конденсаторів, холодильників, масловіддільників і оболонки компресорів необхідно припинити, воду злити.

13.5.16. Турбодетандерний агрегат необхідно негайно зупинити з відключенням від газопроводу і випуском газу з технологічних комунікацій у разі:

зупинки технологічної лінії УКПГ;

виникнення сильної вібрації;

гідравлічного удару;

появи металевого стуку в агрегаті;

розриву технологічного газопроводу високого тиску;

падіння рівня і тиску масла нижче ніж допустимий;

відхилення параметрів газу більше ніж встановлені верхні і нижні граничні величини;

припинення подачі електроенергії на УКПГ;

виникнення пожежі.

13.6. Вимоги до трубопроводів

13.6.1. Проєктування, будівництво та експлуатація трубопроводів повинні здійснюватися відповідно до вимог чинних будівельних норм та чинних нормативних документів.

У проєктах облаштування родовищ необхідно передбачати можливість виконання ремонтних і регламентних робіт, які пов'язані з відключенням ділянок промислових газопроводів з подальшим спорожненням їх від газу шляхом спрацювання газу на споживачів, перекачування газу із застосуванням МКС або акумулювання газу із застосуванням УУГ.

13.6.2. Сталеві підземні трубопроводи повинні бути захищені від ґрунтової корозії згідно з проєктом. Необхідність захисту від ґрунтової корозії промислових трубопроводів - шлейфів визначається відповідно до чинних державних будівельних норм.

13.6.3. Технологічні трубопроводи надземної прокладки, по яких транспортуються пластові флюїди і в яких можливе замерзання чи утворення гідратних пробок, повинні мати теплову ізоляцію та обладнуватись обігрівальними пристроями (теплосупутниками або обігрівальними кабелями). Допускається не виконувати теплоізоляцію трубопроводу вологого газу в разі добавляння в нього інгібітору.

13.6.4. Трубопроводи для транспортування пластових рідин і газів повинні бути стійкими до очікуваних механічних, термічних напруг (навантажень) і хімічного впливу. Трубопроводи повинні бути захищені від зовнішньої і внутрішньої корозії та зсування земляних мас.

13.6.5. Металеві труби нафтогазоконденсатопроводів повинні з'єднуватися шляхом зварювання, а склопластикові та поліетиленові - методом склеювання (муфтове, різьбове), паяння. Фланцеві і різьбові з'єднання допускаються лише в місцях установлення інвентарних заглушок, приєднання запірної арматури, регуляторів тиску та іншої апаратури, а також КВП.

На початку та в кінці кожного трубопроводу необхідно встановлювати запірні пристрої для екстреного виведення трубопроводів з експлуатації та ізолюючі фланці (ізолюючі муфти) для запобігання перетіканню електричного струму з однієї ділянки трубопроводу на іншу та заземлені елементи, а також для підвищення ефективності електрохімічного захисту від корозії трубопроводів.

13.6.6. До зварювання стиків трубопроводів допускаються спеціально підготовлені зварники, атестовані в порядку, передбаченому Правилами атестації зварників, затвердженими наказом Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 19

квітня 1996 року № 61, зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 31 травня 1996 року за № 262/1287.

13.6.7. Контроль якості зварних з'єднань трубопроводів та приймання робіт повинні включати операційний і візуальний види контролю, обмірювання, перевірку зварних швів методами неруйнівного контролю, а також механічні випробування. Використання приладів (джерел іонізуючого випромінювання) для проведення радіографічного контролю повинно здійснюватися за умови наявності ліцензії на здійснення діяльності з використання джерел іонізуючого випромінювання, з дотримання Вимог та умов безпеки (ліцензійних умов) під час провадження діяльності з використання джерел іонізуючого випромінювання у радіоізотопній дефектоскопії, затверджених наказом Державного комітету ядерного регулювання України від 21 вересня 2010 року № 121, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 20 жовтня 2010 року за № 950/18245 (НП 306.5.05/2.065-02), та Основнихсанітарних правил забезпечення радіаційної безпеки України, затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я від 02 лютого 2005 № 54, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 20 травня 2005 року за № 552/10832.

{Підпункт 13.6.7 пункту 13.6 глави 13 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Наказом Міністерства економіки № 5122 від 08.06.2023}

13.6.8. У місцях перетинання нафтогазоконденсатопроводами доріг, водних перешкод, ярів, залізничних колій, на кутах поворотів, технологічних вузлах нафтогазоконденсатопроводів виставляються знаки з попереджувальними написами. Зазначені проєктні рішення повинні бути включені до ПЛЛА.

13.6.9. Ділянки трубопроводів у місцях перетинання з автошляхами і залізницями повинні бути укладені в захисні кожухи зі сталевих труб, обладнані відповідно до вимог нормативно-правових актів.

13.6.10. Забороняється прокладання наземних і підземних нафтогазоконденсатопроводів через населені пункти.

13.6.11. Профіль прокладки повинен бути самокомпенсованим або трубопроводи обладнуються компенсаторами, кількість і тип яких визначаються розрахунком та вказуються в проєкті.

13.6.12. Інженерний захист трубопроводів від небезпечних фізико-геологічних процесів при наземному і підземному прокладанні, а також на переходах через природні та штучні перешкоди, повинен передбачати виконання комплексу проєктних рішень, розроблених у робочому проєкті будівництва (реконструкції) на основі результатів інженерно-геологічних вишукувань.

У районах, де можуть виникнути зсуви ґрунту під впливом природно-кліматичних особливостей, необхідно передбачати заходи для захисту трубопроводів від їх дії.

При ґрунтах з недостатньою несучою здатністю компенсуючі заходи повинні запобігати ушкодженню трубопроводу від осідання або підняття.

При скелястому ґрунті повинна бути передбачена відповідна оболонка (обшивка) або укладка баластових пластів. За наявності профілю, що різко змінюється, у гірських умовах необхідно передбачити прокладання трубопроводів у лотках для максимальної утилізації

можливих аварійних викидів вуглеводнів і зниження техногенного впливу на навколишнє природне середовище.

13.6.13. Запірну арматуру на трубопроводах необхідно відкривати і закривати повільно, щоб уникнути гідравлічного удару.

13.6.14. На всій запірній арматурі повинні бути покажчики, що вказують напрямок їх обертання при відкриванні та закриванні. Уся запірна арматура повинна бути пронумерована відповідно до технологічної схеми.

13.6.15. Перед введенням в експлуатацію ділянка або весь трубопровід повинен піддаватись очищенню та випробуванням на міцність і герметичність.

Ці операції проводяться після повної готовності ділянки або всього трубопроводу (засипання, обвалування або кріплення на опорах, установлення арматури і приладів, катодних виводів, підготовки технічної документації на об’єкт, який випробовується).

13.6.16. Продування і випробування нафтогазозбірних трубопроводів необхідно здійснювати відповідно до проєктної документації і технологічного регламенту.

13.6.17. Способи випробування та очищення порожнини трубопроводів встановлюються проєктною організацією в робочому проєкті та проєкті ведення робіт.

13.6.18. Перед початком продування і випробування трубопроводу газом або повітрям повинні бути визначені та позначені знаками небезпечні зони, у яких заборонено перебувати людям під час вказаних робіт.

13.6.19. Зони безпеки при очищенні і випробуванні трубопроводів повітрям і газом визначаються згідно з додатком 13 до цих Правил.

При продуванні трубопроводу мінімальні відстані від місця випуску газу до споруд, залізниць і шосейних доріг, ЛЕП, населених пунктів визначаються згідно з додатком 13 до цих Правил.

13.6.20. Зони безпеки (охоронна зона) при гідравлічних випробуваннях трубопроводів визначаються згідно з додатком 14 до цих Правил.

При гідравлічних випробуваннях та видаленні води з трубопроводів після випробувань повинні бути встановлені небезпечні зони, які необхідно позначити на місцевості попереджувальними знаками.

13.6.21. Не дозволяються продування та випробування трубопроводів газом, який вміщує сірководень.

13.6.22. Пневматичні випробування трубопроводів (заново побудованих) необхідно здійснювати повітрям або інертним газом, пневматичні випробування трубопроводів, що раніше транспортували вуглеводневі вибухонебезпечні середовища,- інертним газом або середовищем, що транспортується.

13.6.23. Для спостереження за станом трубопроводу під час продування або випробування повинні виставлятися чергові пости, які зобов’язані:

вести спостереження за закріпленою за ними ділянкою трубопроводу;

не допускати перебування людей, тварин та руху транспортних засобів у небезпечній зоні і на дорогах, закритих для руху при випробуванні наземних або підземних трубопроводів;

негайно повідомляти керівнику робіт про всі обставини, які перешкоджають проведенню продування і випробування або створюють загрозу для людей, тварин, споруд і транспортних засобів, що перебувають поблизу трубопроводу.

Обхідники обходять трасу після зниження тиску до Рроб.

13.6.24. Підведення інертного газу або пари до трубопроводів для продування необхідно проводити за допомогою знімних ділянок трубопроводів або гнучких шлангів зі встановленням запірної арматури з обох боків знімної ділянки, після закінчення продування ці ділянки трубопроводів або шланги повинні бути зняті, а на запірній арматурі встановлені заглушки.

13.6.25. Перед введенням трубопроводу в експлуатацію необхідно провести витиснення з трубопроводу повітря газом тиском не більше ніж 2 кгс/см² (0,2 МПа) у місці його подачі. Після закінчення витіснення повітря газом, що виходить з газопроводу, вміст кисню в газі не повинен перевищувати 1 %.

13.6.26. Не допускається на території охоронної зони нафтогазопроводів улаштування каналізаційних колодязів та інших не передбачених проєктом заглиблень, за винятком тих, що виконуються при ремонті або реконструкції за планом виробництва робіт.

13.6.27. Планова періодичність і обсяги обстежень трубопроводів встановлюються нафтогазодобувним підприємством з урахуванням властивостей середовища, що транспортується, умов його транспортування і швидкості корозійних процесів, але:

не рідше ніж один раз на 5 років у разі експлуатації трубопроводів до 25 років. Перше обстеження виконується через 5 років після введення трубопроводу в експлуатацію;

не рідше ніж один раз на 4 роки в разі експлуатації трубопроводу понад 25 років.

Обстеження трубопроводів проводяться також після надзвичайних випадків (землетруси, зсуви тощо).

Основні результати обстежень трубопроводів повинні бути відображені в технічному паспорті.

13.6.28. Експлуатація трубопроводів повинна здійснюватися при параметрах, що не перевищують параметрів, передбачених проєктом.

13.6.29. Забороняється експлуатація трубопроводів, призначених для перекачування горючих і агресивних газів та продуктів за наявності «хомутів» та інших пристроїв, які застосовуються для тимчасової герметизації трубопроводів у польових умовах при ліквідації наскрізних дефектів.

13.6.30. Спуск у колодязі та інші заглиблення на території охоронної зони обхідника під час профілактичних оглядів нафтогазопроводів забороняється. У разі необхідності спуску слід дотримуватися вимог глави 7 розділу IV цих Правил.

13.6.31. Періодичний контроль стану ізоляційного покриття трубопроводів проводиться методами діагностування, які дозволяють виявляти ушкодження ізоляції без розкриття ґрунту, за графіком, затвердженим керівником підприємства.

13.7. Резервуарні парки

13.7.1. Ці вимоги поширюються на сталеві зварні резервуари, призначені для збору, зберігання стабільного конденсату, сирої і товарної нафти, а також збору та очищення води перед її закачуванням у пласти, з тиском насичених парів не вище ніж 93,3 кПа.

13.7.2. Вибір типу резервуара, його обв'язки та внутрішньої оснащеності, протикорозійного покриття, способу монтажу обґрунтовується проєктом залежно від місткості, призначення, кліматичних умов, характеристики середовищ, а також з урахуванням максимального зниження втрат.

13.7.3. При обслуговуванні і ремонті резервуарів з-під нафти, нафтопродуктів та конденсату дозволяється використовувати лише переносні світильники у вибухозахищеному виконанні.

13.7.4. Отвір замірного люка по внутрішньому діаметру повинен бути обладнаний кільцем з матеріалу, який не дає іскор під час руху замірної стрічки.

13.7.5. Під час відкривання замірного люка, проведення замірів рівня, відбирання проб працівник не повинен ставати з підвітряного боку до замірного люка.

13.7.6. Для обслуговування дихальних та запобіжних клапанів, люків та іншої арматури, які розташовані на даху резервуара, повинні бути влаштовані металеві площадки, з'єднані між собою переходами завширшки не менше ніж 0,6 м. Площадки і переходи повинні мати перила.

Ходити безпосередньо по даху резервуара під час його обслуговування забороняється.

13.7.7. На резервуарах, які не мають перильного огородження по всьому обводу даху, біля місця виходу зі сходів на даху резервуара повинна бути змонтована площадка з перилами висотою не менше ніж 1,1 м і нижнім бортом заввишки не менше ніж 0,10 м. Якщо верхня площадка змонтована поза дахом, вона по краю повинна бути огороджена перилами. Замірний люк, замірний пристрій та інша арматура повинні розміщуватися на огородженій площадці.

13.7.8. Дихальна арматура, встановлена на даху резервуара, повинна відповідати проєктному надлишковому тискові і вакууму.

13.7.9. Резервуари, до яких за мінусової температури повітря надходять нафта, вода з температурою вище ніж 0 °С, оснащуються дихальними клапанами, які не примерзають.

13.7.10. Забороняється монтаж резервуарів місткістю понад 10 000 м^3 рулонним методом.

13.7.11. Вертикальні шви першого поясу стінки резервуара не повинні бути розташовані між приймально-роздавальними патрубками, шви приварювання окремих елементів обладнання повинні розташовуватися не ближче ніж 500 мм один від одного і від вертикальних з'єднань стінки та не ближче 200 мм від горизонтальних з'єднань.

13.7.12. Кожен окремо розташований резервуар (групу резервуарів) необхідно огороджувати суцільним земляним або бетонним обвалуванням, що розраховані на номінальний об’єм рідини, яка розлилася з резервуара (у разі групи резервуарів - з найбільшого резервуара). Обвалування резервуарного парку повинно підтримуватись у справному стані. У межах обвалування не допускається наявність сухої трави та ґрунту, просоченого нафтопродуктами.

13.7.13. Забороняється розміщення засувок усередині обвалування, крім запірних і корінних, установлених безпосередньо біля резервуара і призначених для обслуговування лише цього резервуара.

Колодязі і камери керування засувками необхідно розташовувати із зовнішнього боку обвалування.

13.7.14. Фундамент (відмостки) резервуара повинен захищатися від розмивання поверхневими водами, для чого необхідно забезпечити постійне відведення вод по каналізації до очисних споруд.

13.7.15. Забороняється скидання забруднень після зачищення резервуарів до каналізації. Стічні води, які утворюються при зачищенні резервуарів, відводяться по тимчасово прокладених трубопроводах до шламонакопичувачів для відстоювання.

13.7.16. Конструкція резервуарів, їх взаємне розташування і відстані між окремими резервуарами та групами резервуарів повинні відповідати вимогам ВБН В.2.2-58.1-94 «Проєктування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа», затверджених наказом Державного комітету України по нафті і газу від 18 березня 1994 року № 133.

13.7.17. При спорудженні РВС відповідно до вимог ДСТУ Б В.2.6-183:2011 «Резервуари вертикальні циліндричні сталеві для зберігання нафти та нафтопродуктів. Загальні технічні умови» (ГОСТ 31385-2008, NEQ), затвердженого наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 30 грудня 2011 року № 444, необхідно провести:

контроль якості зварних з’єднань резервуарів;

гідравлічні випробування;

перевірку горизонтальності зовнішнього контуру днища;

перевірку геометричної форми стінки резервуара.

13.7.18. Резервуари, що знаходяться в експлуатації, забезпечуються:

технічним паспортом резервуара;

технічним паспортом на понтон;

градуювальною таблицею резервуара;

технологічною картою резервуара;

журналом поточного обслуговування;

схемою нівелювання основи;

схемою блискавкозахисту і захисту резервуара від проявів статичної електрики;

виконавчою документацією на будівництво резервуара.

13.7.19. Резервуари, що експлуатуються, підлягають періодичному обстеженню, діагностуванню, що дозволяє визначити необхідність та вид ремонту, а також залишковий термін служби резервуара.

13.7.20. Діагностування здійснює спеціалізована організація, яка має відповідний дозвіл Держпраці чи подала декларацію відповідності матеріально-технічної бази вимогам законодавства з питань охорони праці на цей вид діяльності.

13.7.21. Забороняється одночасне виконання операцій з відключення діючого резервуара та включення резервного (порожнього).

13.7.22. Швидкість наповнення чи спорожнення резервуара не повинна перевищувати нормативної пропускної здатності дихальних клапанів.

13.7.23. Розташування прийомного трубопроводу резервуара повинно забезпечувати подачу конденсату під рівень рідини.

Забороняється подача конденсату в резервуар падаючим струменем.

14. Факельні системи

14.1. Вимоги цього розділу поширюються на факельні системи об’єктів облаштування нафтових, газових і газоконденсатних родовищ.

14.2. Облаштування факельних систем, їх комплектність, конструкція обладнання та оснащення, що входять до їх складу, умови експлуатації повинні відповідати вимогам чинних нормативно-правових актів та ВБН В.1.1-00013741-001:2008 «Факельні системи. Промислова безпека. Основні вимоги», затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України від 03 липня 2008 року № 364.

14.3. На підприємствах, що експлуатують факельні системи, повинні бути складені і затверджені інструкції з їх безпечної експлуатації.

14.4. Для контролю за роботою факельних систем наказом підприємства призначаються відповідальні особи з числа інженерно-технічних працівників, які пройшли перевірку знань щодо будови та безпечної експлуатації факельних систем.

14.5. Факельну установку необхідно розташовувати з урахуванням рози вітрів, мінімальної довжини факельних трубопроводів та допустимої густини теплового потоку.

14.6. Територія навколо факельного стовбура, а також споруджень факельної установки повинна бути спланована та забезпечена під’їзними шляхами.

14.7. Територія навколо факельного стовбура в радіусі його висоти, але не менше ніж 30 м, відгороджується і позначається. В огородженні повинні бути обладнані проходи для персоналу і ворота для проїзду транспорту. Кількість проходів дорівнює числу факельних стовбурів, причому шлях до кожного стовбура повинен бути найкоротшим.

14.8. Усе обладнання факельної установки, крім обладнання факельного стовбура, розміщується поза огородженням.

14.9. Забороняється улаштовувати колодязі, приямки та інші заглиблення в межах огородженої території.

14.10. Факельні колектори і трубопроводи повинні бути мінімальної довжини та мати мінімальне число поворотів. Основним способом прокладення трубопроводів є надземний на опорах або естакадах. В обґрунтованих випадках допускається підземне прокладання трубопроводів.

14.11. Колектори і трубопроводи факельних систем повинні мати теплову ізоляцію і (або) на них повинні бути встановлені обігрівальні супутники або кабелі для запобігання конденсації і кристалізації речовин у факельних системах (не стосується факельних систем горизонтального прокладання у факельний амбар).

14.12. Факельні колектори і трубопроводи необхідно прокладати з ухилом у бік пристроїв збору конденсату не менше 0,003‰. Якщо неможливо дотримати зазначений ухил, у нижчих точках трубопроводів розміщують додаткові пристрої для відведення конденсату.

14.13. У газах та парах, які спалюються на факельній установці, не повинно бути краплинної рідини і твердих часток.

Для відділення краплинної рідини, що випадає в факельних трубопроводах, і твердих часток передбачаються системи збору та видалення конденсату (сепаратори, конденсатозбірники та ін.).

Конденсат факельного сепаратора повинен відводитись автоматично або вручну - не рідше одного разу на зміну.

14.14. Для запобігання утворенню в факельній системі вибухонебезпечної суміші необхідно виключити можливість підсмоктування повітря і передбачити безупинну подачу продувного газу до факельного колектору (газопроводу), якщо в технологічному процесі не передбачено постійних скидань.

Факельні колектори повинні обладнуватися вогнеперегороджувальними клапанами.

У процесі експлуатації факельної системи не допускається можливість закупорки факельного колектору льодяними пробками.

Як продувний газ застосовують супутні або природні інертні гази, азот або інший інертний газ.

14.15. Скиди від запобіжних клапанів вуглеводневих газів і парів, що містять сірководень (до 8 % об’ємних), допускається направляти у загальну факельну систему. Для скидання вуглеводневих газів і парів, що містять сірководень понад 8 % об’ємних, необхідно передбачати спеціальну факельну систему.

14.16. Розпал факела повинен бути дистанційним.

14.17. Перед кожним пуском факельна система повинна продуватись парою або газом, щоб вміст горючих компонентів у повітрі біля основи факельного стовбура був не більше 50 % від НКГВ.

Ступінь загазованості біля пульта запалювання і пристроїв збирання та відкачування конденсату повинен перевірятись за допомогою переносних газоаналізаторів спеціально навченим персоналом.

14.18. Перед проведенням ремонтних робіт факельна система повинна бути від'єднана стандартними заглушками і продута інертним газом (азотом або іншим інертним газом).

14.19. Факельні установки повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння відповідно до Правил пожежної безпеки в Україні.

14.20. У зоні огородження факельного стовбура забороняється перебувати особам, не пов'язаним з обслуговуванням факельних систем.

14.21. При облаштуванні нафтових, газових та газоконденсатних родовищ допускається застосування горизонтальних факельних систем з обов'язковим дотриманням таких умов:

виведення оголовка факела в огороджений земляний амбар;

ухил факельного колектору у бік факельного амбару;

оснащення факельного колектору засобами для вловлювання рідини (розширювальна камера або сепаратор);

оснащення факельного колектору вогнеперегороджувальним клапаном;

оснащення факельного пристрою засобами дистанційного автоматичного розпалу;

забезпечення подавання на факел затворного газу з метою запобігання підсмоктуванню повітря у факельний колектор.

15. Долучення нових горизонтів

15.1. Долучення нового нафтового або газового горизонту до вже існуючого допускається, якщо характеристики існуючого і долученого горизонтів приблизно однакові, за умови:

1) однорідності літологічного складу і приблизно однакової величини проникності обох горизонтів;

2) близьких положень контурів водоносності;

3) однаковою насиченості нафти газом;

4) однотипності нафти або газу по сорту;

5) близьких значень пластового тиску, приведених до одної відмітки;

6) відсутність пробкоутворення.

15.2. Долучення нового нафтового або газового горизонту до того, що вже експлуатується, може бути затверджено за умови представлення таких доказів:

1) експлуатована свердловина є безводною, малодебітною та експлуатується за оптимального режиму;

2) долучений горизонт у місці розташування даної свердловини не обводнений;

3) є незаперечні дані про те, що долучений горизонт є малодебітним і статичний рівень його не нижче ніж нормальний динамічний рівень експлуатованого горизонту, а для газових горизонтів пластовий тиск долученого горизонту не нижче ніж нормальний вибійний тиск експлуатованого горизонту;

4) після долучення нового горизонту може бути забезпечений відбір нафти в такому розмірі, щоб положення динамічного рівня залишилося не вище тієї глибини, яка була при експлуатації до долучення нового горизонту, а для газових горизонтів вибійний тиск після приєднання повинний бути не більше, ніж було до долучення;

5) наявність цементу при тампонажі, піднятого вище приєднуваного об’єкта.

15.3. Зазначені докази викладаються підприємством у спеціальній пояснювальній записці, до якої додаються такі документи:

1) акт обстеження чистоти фільтрової частини свердловини і заміру статичного рівня або пластового тиску;

2) акт про заміри добових дебітів свердловин за останні три місяці і про стан експлуатації (глибина занурення глибинного насоса, режим експлуатації, динамічний рівень, вибійний тиск) за той самий термін;

3) довідка про проведені за останні три місяці заходи щодо підвищення дебіту свердловини і їх результати.

Перераховані документи підписуються керівником (головним інженером) і головним (старшим) геологом.

15.4. Залучення нового нафтового або газового горизонту до експлуатуючого проводиться після:

1) розгляду матеріалів головним геологом і головним інженером підприємства;

2) погодження з представником центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці;

3) затвердження керівником підприємства.

15.5. Оскільки однію з основних умов спільної експлуатації кількох нафтоносних або газоносних горизонтів в одній свердловині є підтримка відповідного положення динамічного рівня або вибійного тиску, застосування періодичного способу експлуатації спільних горизонтів не дозволяється.

15.6. У разі появи води в свердловині, у якій було здійснено долучення нового горизонту, питання про можливість продовження спільної експлуатації повинно бути погоджено з представником центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну

політику у сфері охорони праці, при чому подальша експлуатація без ізоляції пропластка, по якому підійшла законтурна вода, може бути дозволена в тому випадку, коли буде забезпечено положення динамічного рівня в свердловині нижче безводного горизонту.

15.7. У разі тривалої зупинки (консервації) свердловини, що експлуатує спільно два або більше горизонтів з різними статичними рівнями або пластовими тисками, повинні бути вжиті заходи із роз'єднання цих горизонтів один від одного.

16. Відновлення свердловин. Буріння бокового ствола

16.1. Існує дві технології забурювання бокового ствола - в обсадженій свердловині та в необсадженій свердловині.

16.2. Проведення операцій із забурювання бокового ствола здійснюється згідно з раніше розробленою документацією, а саме:

робочою програмою на прорізання обсадної колони (у разі забурювання бокового ствола в обсадженій свердловині);

робочою програмою на буріння бокового ствола;

робочим проєктом та його експертним висновком.

16.3. Є два способи забурювання бокового ствола в необсадженій свердловині, а саме:

з цементного моста;

з клинового відхилювача.

16.4. Забурювання бокового ствола з обсаджених свердловин є одним з ефективних засобів збільшення продуктивності свердловин завдяки розкриттю додаткових продуктивних об'єктів або відновленню роботи свердловин, які закінчили експлуатувати з аварійних чи з інших причин, наприклад:

поступового зменшення дебіту до нерентабельного рівня;

негерметичності, зім'ятті або розриву експлуатаційної колони;

неможливості очищення фільтрувальної зони свердловини від сторонніх предметів;

складної аварії підземного обладнання тощо.

16.5. Буріння бокових похилих або горизонтальних стволів з експлуатаційної колони вертикальної або похилої свердловини дозволяє:

відновити приплив нафти чи газу;

збільшити дебіт свердловини за рахунок розкриття продуктивного пласта похило-спрямованим чи горизонтальним стволом;

скоротити обсяги буріння нових свердловин та зменшити капітальні вкладення на розробку родовища.

16.6. Ефективність реалізації способу забурювання бокового ствола з проміжної колони залежить від обраної технології, обладнання та інструментів для виконання окремих операцій, а також кваліфікації та досвіду виконавців.

16.7. Під час визначення свердловини для забурювання бокового ствола слід брати до уваги такі фактори:

продуктивна товща, яка відновлюється до експлуатації повинна мати пласти з реальними промисловими запасами від початку і до остаточної розробки;

очікуваний дебіт повинен забезпечити прогнозований видобуток у певний термін;

наявність у свердловині, крім основного об'єкта пластів, таких пластів, повернення до яких дає можливість продовження терміну експлуатації свердловини (бажаний фактор).

16.8. Завдання з відновлення свердловини бурінням бокового ствола виконується за складною технологічною схемою після виконання таких робіт:

монтаж установки для ремонту свердловин (бурової вишки), ОП, циркуляційне обладнання та інше обладнання для буріння роторним або турбінним способом;

уведення змонтованого підйомника (бурової вишки) у роботу здійснюється за рішенням комісії з приймання підйомника (бурової вишки) з оформленням акта введення після повної готовності, випробування та за наявності укомплектованої бригади КРС, у роботі комісії бере участь представник центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці;

вилучення із свердловини глибинного обладнання;

закачування в зону перфорації цементного розчину для ізоляції і попередження газопрояву;

очищення і шаблонування свердловини.

16.9. Робоча програма на прорізання обсадної колони складається з таких розділів:

вибір інтервалу забурювання з урахуванням характеру проходки гірських порід і цілі буріння до цементного розчину для регулювання часу схоплення і міцності цементного каменю;

метод розкриття обсадної колони (вирізання «вікна» або суцільне фрезерування обсадної колони).

16.10. Робоча програма на буріння бокового ствола складається з таких розділів:

розрахунок профілю свердловини;

компоновки низу бурильної колони для управління траєкторією свердловини;

параметри режимів буріння;

програма промивки свердловини;

удосконалення технології і технічних засобів буріння бокового ствола свердловини;

розрахована траєкторія природного викривлення бокового ствола свердловини в азимутальній площині залежно від геологічних факторів.

16.11. Для розроблення документації на буріння бокового ствола суб'єкт господарювання повинен надати такі вихідні дані:

дата введення свердловини в експлуатацію;

дата переведення свердловини в недіючий фонд і причини ліквідації свердловини;

поточний та накопичений дебіт свердловини, методи експлуатації;

конструкція свердловини, технічні характеристики експлуатаційної колони;

температура і тиск на вибою свердловини;

інклінометрична інформація про фактичну траєкторію ствола свердловини;

стан експлуатаційної колони;

наявність і міцність цементного каменю за обсадною колоною;

проєктний стратиграфічний розріз (глибини розбурюючих стратиграфічних підрозділів даються від рівня стола ротора по вертикалі);

інтервали залягання проєктних продуктивних горизонтів по вертикалі від рівня стола ротора;

альтитуда стола ротора;

кути нахилу та азимути повстання стратиграфічних підрозділів і продуктивних пластів в напрямку буріння;

необхідну довжину ствола в продуктивному пласті;

максимальний відхід свердловини від вертикалі на кінцевому вибої;

проєктний азимут свердловини;

магнітне відхилення на родовищі;

допустиме відхилення ствола свердловини в точці входу в продуктивний пласт;

характеристику і глибину по вертикалі залягання водонафтового контакту та газонафтового контакту;

тектонічні порушення, які можуть зустрітися на шляху або поблизу проєктної траєкторії свердловини, зустріч яких зі стволом не бажана;

структурні карти і геологічні профілі в районі буріння запроєктованого бокового ствола;

топооснову в околицях устя свердловини, що відновлюють, з нанесеними на ній устями сусідніх свердловин.

16.12. Технологія проводки бокового ствола свердловини включає такі етапи:

визначення фактичного положення ствола бездіючої або аварійної свердловини;

вирізання ділянки колони або «вікна»;

буріння бокового ствола;

проведення періодичного контролю за положенням відхилювача і параметрами ствола свердловини;

закінчення буріння свердловини (спуск хвостовика або обсадної колони);

освоєння пробуреного бокового ствола свердловини.

VII. Ведення геофізичних робіт на нафтових і газових свердловинах

1. Загальні вимоги

1.1. Геофізичні роботи в нафтових і газових свердловинах виконуються спеціалізованими геофізичними організаціями за угодами, які укладаються з буровими і добувними підприємствами.

1.2. Обсяги геофізичних робіт, методи та інтервали досліджень повинні виконуватися відповідно до чинного законодавства та проєкту на влаштування свердловини з урахуванням фактичних умов буріння, завдань та очікуваних результатів.

1.3. Геофізичні роботи дозволяється проводити після спеціальної підготовки стовбура і території свердловини, що забезпечує зручну і безпечну експлуатацію наземного обладнання, безперешкодний спуск (підйом) свердловинних приладів і апаратів на кабелі до інтервалу досліджень або до вибою.

Територія для розташування каротажного підіймача повинна мати горизонтальну поверхню з твердим покриттям. Готовність території і свердловини для проведення геофізичних робіт підтверджується спільним актом (форми акта перевірки готовності свердловини до промислово-геофізичних робіт та акта перевірки готовності свердловини до промислово-геофізичних робіт під тиском наведені в додатках 15, 16 до цих Правил).

1.4. Геофізичні роботи повинні проводитись у присутності повністю укомплектованої бурової бригади та представника підприємства, у підпорядкуванні якого знаходиться свердловина. До геофізичних робіт може залучатися робочий персонал бурової (ремонтної) бригади та обладнання за погодженням сторін.

Забороняється проводити геофізичні дослідження в свердловинах у разі:

ГНВП;

поглинання бурового розчину (зі зниженням рівня понад 15 м на годину);

невідповідності бурового розчину вимогам нормативно-технічних документів;

виконання на свердловині робіт, не пов’язаних з геофізичними дослідженнями.

1.5 Під час організації і проведення геофізичних робіт необхідно дотримуватися вимог наказу № 4, наказу № 355, цих Правил та чинних нормативно-правових актів з організації безпечного ведення газонебезпечних робіт.

При роботі на свердловинах геофізична техніка повинна встановлюватися з дотриманням забезпечення достатньої видимості і сигналізаційного зв'язку між лабораторією, підйомником та устям свердловини. Підйомник каротажної станції повинен бути загальмований і надійно закріплений (заякорений).

Обов'язкове якоріння каротажного підйомника проводиться:

за складних метеорологічних умовах (дощ, ожеледь, сніг тощо) у разі глибини свердловини понад 5000 м.

1.6. Аварії та ускладнення, що виникають в процесі проведення геофізичних робіт, ліквідуються відповідно до спільно складеного підприємством-замовником і виконавцем геофізичних робіт плану з використанням технічних засобів обох сторін.

1.7. Будь-які геофізичні роботи в свердловині не дозволяються, якщо відсутній або несправний пристрій для відрубування каротажного кабелю.

1.8. Про всі випадки залишення в свердловині ППА з ВМ необхідно негайно інформувати територіальний орган Держпраці.

1.9. Піднята зі свердловини ППА, що не підлягає розряджанню внаслідок деформації корпусу, повинна знищуватися на місці виконання ППР з дотриманням заходів безпеки, передбачених експлуатаційною документацією, згідно з Порядком знищення вибухових матеріалів промислового призначення, затвердженим наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 06 липня 2006 року № 423, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 14 липня 2006 року за № 827/12701 (далі - наказ № 423).

1.10. Перед початком робіт із застосуванням приладів з джерелами іонізуючого випромінювання територія, на якій проводяться ці роботи, повинна бути помічена по контуру знаками радіаційної небезпеки.

1.11. Після закінчення робіт із застосуванням приладів з джерелами іонізуючого випромінювання устя свердловини, обладнання, інструмент і одяг працівників повинні бути перевірені дозиметром на відсутність радіоактивних забруднень.

1.12. У разі аварії під час проведення робіт з використанням або перевезенням джерел іонізуючого випромінювання дії персоналу та ліквідація наслідків надзвичайної ситуації регламентуються відповідними планами аварійних заходів та дій підприємства.

2. Вимоги до геофізичної апаратури та обладнання

2.1. Геофізичні роботи в нафтових, газових, газоконденсатних та нагнітальних свердловинах повинні проводитись із застосуванням обладнання, кабелю та апаратури, технічні характеристики яких відповідають геолого-технічним умовам свердловин, що буряться та експлуатуються.

2.2. Каротажні підйомники повинні бути укомплектовані:

підвісними і направляючими блоками, упорними башмаками та пристроєм для рубання кабелю;

засобами візуального контролю глибини спуску-підйому кабелю, швидкості його просування і натягу;

з'єднувальними кабелями з міцним електроізоляційним покриттям;

механічним кабелеукладачем.

2.3. Для проведення геофізичних робіт у свердловинах під тиском до комплекту наземного обладнання повинні входити лубрикаторні пристрої.

2.4. До геофізичних робіт допускаються сертифіковані обладнання, кабель та апаратура.

2.5. Дослідні та експериментальні зразки геофізичної техніки допускаються до застосування відповідно до проєктної документації, затвердженої у встановленому порядку.

2.6. Конструкції приладових головок повинні забезпечувати приєднання приладів до уніфікованих кабельних наконечників і складання компоновок комплексної або комбінованої багатопараметрової апаратури. Захисний ковпак кабельної головки повинен мати конструкцію, яка забезпечує його захоплення ловильним інструментом.

Ловильний інструмент під усі типи головок, які використовуються, повинен входити до комплекту геофізичної апаратури.

2.7. Міцність кріплення приладу до кабелю за допомогою кабельних наконечників повинна бути нижчою від розривного зусилля відповідного типу кабелю.

2.8. Під час проведення геофізичних робіт повинен застосовуватися кабель, який не має порушень броньового покриття. Цілісність броні повинна періодично перевірятися, а після робіт в агресивних середовищах кабель повинен випробуватися на розривне зусилля.

2.9. При проведенні ППР забороняється застосовувати вибухові патрони з незахищеними системами електричного підривання або без блокувальних пристроїв.

3. Геофізичні роботи при бурінні свердловин

3.1. При каротажі пробуреного стовбура свердловини підйомник і лабораторія повинні встановлюватися таким чином, щоб забезпечувалися огляд устя свердловини, вільний прохід працівників на містки та сигналізаційний зв'язок між працівниками, які перебувають на підйомнику, біля устя та в лабораторії.

3.2. Підвісний блок повинен бути надійно закріплений на талевій системі бурової установки і піднятий над устям свердловини на висоту, яка забезпечує спуск кабелю з приладами в свердловину по її осі.

3.3. Перед початком геофізичних робіт повинна бути перевірена справність гальмівної системи каротажного підйомника, кабелеукладача, захисних загороджень, цілісність заземлювального проводу і з'єднувальних кабелів.

3.4. Спуск і підйом кабелю повинні проводитись із здійсненням контролю глибини, натягу та зі швидкостями, які обираються залежно від конструкції свердловини і рекомендовані для відповідних типів апаратури і пристроїв.

3.5. У разі непроходження приладу до інтервалу досліджень або до вибою допускається проведення каротажу через буровий інструмент, низ якого обладнаний спеціальною воронкою, а також із застосуванням технології синхронного спуску геофізичного кабелю та бурового інструменту.

3.6. Під час випробування і дослідження свердловин ВПК, а також при гідродинамічних дослідженнях підготовка до спуску ВПК повинна проводитися на містках бурової на спеціальних підкладках.

Розгерметизація пробовідбірників ВПК на свердловині допускається лише із застосуванням спеціальних пристроїв.

3.7. Проведення робіт із трубними пластовипробувачами допускається в свердловинах у разі справності бурового інструменту, насосів. Випробування об’єктів залежно від їх завдань може проводитися без та з випуском рідини доливу і пластового флюїду на поверхню.

3.8. Під час випробування свердловини з виведенням пластового флюїду на поверхню необхідно:

розрахувати колону бурильних труб на надлишковий внутрішній і зовнішній тиски, які можуть виникнути в процесі випробування, а також на розтяжне зусилля;

обладнати бурильну колону кульовим краном і спеціальною устьовою головкою, опресувавши їх на тиск, який на 10 % перевищує очікуваний у процесі операції, та провести дефектоскопію;

провести обв’язку устя з маніфольдом бурових насосів та викидною лінією превенторної установки;

забезпечити можливість прямого і зворотного закачування бурового розчину в свердловину;

погодити схему обв’язки устя з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці;

обладнати устя свердловини робочою площадкою для екстреного закриття аварійного крана на спеціальній устьовій головці при піднятті бурильної колони з елементами обв’язки над столом ротора;

забезпечити на буровій у місцях виходу пластового флюїду активну вентиляцію.

3.9. Забороняється вести роботи з трубними пластовипробувачами в свердловинах без обладнання їх превенторною установкою.

3.10. Проведення робіт з трубними пластовипробувачами в умовах поглинання промивної рідини і слабкому прояві свердловини допускається в разі здійснення додаткових заходів, які забезпечують безаварійність і безпеку робіт.

3.11. Геофізичні дослідження в обсадженому стовбурі свердловини повинні забезпечувати одержання інформації про якість кріплення та наявність позаколонних перетоків заколонного простору, унеможливити вихід флюїду на поверхню.

3.12. Станція геолого-технічних досліджень повинна встановлюватися за типовою схемою прив'язки її до бурової установки. З'єднувальні кабелі та газоповітряна лінія повинні бути підвішені на опорах або розміщені в охоронних пристроях.

3.13. Ділянка жолобної системи, де встановлюються дегазатор і датчики контролю параметрів бурового розчину, повинна бути освітлена в темний час доби.

3.14. Перед початком проведення геолого-технічних досліджень керівник робіт (начальник партії, загону) разом з буровим майстром повинні провести цільовий інструктаж працівників бурової бригади щодо безпечних методів експлуатації геофізичного обладнання і взаємодії під час виконання технологічних операцій з перевіркою знань та записом у журналі проведення інструктажів з питань охорони праці.

3.15. Керівник бурової бригади зобов'язаний негайно інформувати начальника геофізичного загону про відхилення від проєктного технологічного режиму буріння і фізико-хімічного складу промивної рідини.

3.16. Після закінчення буріння перед геофізичними дослідженнями циркуляція повинна бути продовжена до повного вирівнювання параметрів бурового розчину. У разі знаходження вибою свердловини перед підняттям бурильного інструменту за 50 м до розкриття продуктивних горизонтів, а також при розкритих продуктивних горизонтах промивання продовжується до повного вирівнювання параметрів бурового розчину, але не менше ніж протягом одного циклу.

3.17. Черговий оператор станції геолого-технічних досліджень (газокаротажної станції) зобов'язаний оперативно інформувати бурильника, а після нього і майстра про всі відхилення показників (вмісту газу в розчині, витратах розчину на виході та його механічну швидкість тощо) від нормальних з наступним записом про це у вахтовому журналі.

4. Геофізичні роботи під час експлуатації свердловин

4.1. Геофізичні дослідження в процесі експлуатації свердловин проводяться відповідно до вимог проєктів розробки та планів дослідно-промислової розробки на підставі поточних планів дослідних робіт.

4.2. Геофізичні дослідження в процесі розробки родовища проводяться у всіх категоріях свердловин за наявності робочих площадок, які забезпечують безпечне проведення робіт з геофізичним устьовим обладнанням.

4.3. Під час проведення дослідних робіт у свердловинах через колону НКТ їх низ повинен бути обладнаний спеціальною воронкою.

4.4. Під час досліджень у нагнітальних свердловинах для спуску-підняття приладів допускається короткочасне стравлювання тиску. Скидна вода, що використовується як робочий агент, повинна відводитися до спеціально підготовленого приймача.

4.5. Під час досліджень у видобувних свердловинах рідина, що просочується через герметизатор кабелю, повинна відводитись у спеціальну ємність, яка доставляється до устя свердловини замовником і встановлюється біля устя свердловини.

4.6. Свердловини з високим тиском на усті повинні досліджуватись із застосуванням пересувного лубрикаторного обладнання.

4.7. У всіх випадках дослідження свердловини через колону НКТ і за міжтрубним простором швидкість підняття кабелю повинна знижуватися при підході до башмака колони НКТ, глибинного насоса та устя свердловини.

4.8. Працівникам геофізичного загону дозволяється керування центральною засувкою фонтанної (запірної) арматури в процесі проведення робіт на свердловині. Відкривати і закривати засувки необхідно повільно, не допускаючи гідроударів при зміні тиску.

4.9. Роботи із застосуванням геофізичних методів впливу на привибійну зону як у робочому режимі свердловини, так і при перебуванні її у капітальному ремонті повинні здійснюватися за індивідуальною програмою.

4.10. Під час проведення геофізичних досліджень та ППР необхідно забезпечити горизонтальну площадку з твердим покриттям для встановлення ПЛУ або підіймального крану.

5. Перфорація обсадних колон

5.1. Піднята зі свердловини ПВА, що не підлягає розряджанню внаслідок деформації корпусу, повинна знищуватися на місці виконання ППР з дотриманням заходів безпеки, передбачених експлуатаційною документацією, згідно з наказом № 423.

5.2. ППР у свердловинах проводяться відповідно до вимог Технічних правил ведення вибухових робіт на денній поверхні, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 18 липня 2013 року № 469, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 05 серпня 2013 року за № 1320/23852 (далі - наказ № 469), та наказу № 355.

5.3. Заходи безпеки, що випливають з прийнятої технології ППР, повинні бути зазначені в робочому проєкті на виконання ППР по кожній конкретній свердловині. Розроблений геофізичною організацією (підрядником) робочий проєкт на виконання ППР повинен бути погоджений з підприємством (замовником).

5.4. Керівник підрозділу з виконання ППР (начальник геофізичного загону) повинен мати право відповідального керівництва підривними роботами. Керівник підривних робіт, які виконуються із застосуванням електричного підривання, повинен пройти навчання з електробезпеки з присвоєнням кваліфікаційної групи не нижче III.

5.5. Безпосередню роботу з ВМ можуть виконувати лише підривники (каротажники), що мають єдину книжку підривника, форма якої наведена в наказі № 355.

Окремі операції щодо роботи з ППА, які не пов’язані з поводженням із ЗІ, монтажем і перевіркою ЕПМ, поводженням з ППА, що відмовила, можуть виконувати проінструктовані в установленому порядку працівники геофізичних загонів під безпосереднім керівництвом підривника або керівника підривних робіт.

5.6. Обслуговуючий негеофізичне обладнання персонал, що залучається для виконання СПО та обслуговування пристроїв, які спускаються на насосно-компресорних або бурильних трубах, повинен бути проінструктований керівником підривних робіт у частині заходів безпеки і працювати під керівництвом його та бурового майстра.

5.7. Геофізичні організації повинні мати експлуатаційну документацію на всі типи ППА, які застосовуються ними, вироби з вибухових речовин, прилади вибухової справи і керуватися цією документацією на всіх стадіях поводження з ними.

5.8. Умови застосування ППА в свердловинах (максимальні температура і Ргідр, мінімальний прохідний діаметр та ін.) повинні відповідати умовам, що допускаються експлуатаційною документацією на конкретну ППА. У свердловинах з температурою і тиском в інтервалі перфорації (інтенсифікації) на рівні гранично допустимих (±10 %) для апаратури, яка використовується, обов'язкове проведення вимірів цих параметрів перед спуском ППА.

5.9. Приступати до виконання ППР на свердловині дозволяється лише після закінчення робіт з підготовки її території, стовбура та обладнання до ППР.

5.10. Під час виконання ППР устя свердловини повинно обладнуватися запірною арматурою, що забезпечує герметизацію при спуску, спрацьовуванні та піднятті ППА.

5.11. Контрольне шаблонування стовбура свердловини необхідно виконувати спуском на кабелі шаблона, діаметр, маса і довжина якого повинні відповідати габаритно-масовим технічним характеристикам ППА, яка застосовується. Під час використання ППА нежорсткої конструкції (безкорпусних перфораторів, порохових генераторів тиску, шнурових торпед та інше) обмеження щодо довжини шаблона, виготовленого з крихкого, що легко розбурюється, металу, не встановлюються.

5.12. Незалежно від наявності електроустановок усі металоконструкції свердловини повинні мати надійний металевий зв'язок між собою і заземлюватися на єдиний заземлювальний пристрій (контур заземлення свердловини).

5.13. На свердловині повинні бути підготовлені площадки для робіт зі спорядження і заряджання ППА. Ці площадки повинні бути віддалені від житлових і побутових приміщень, які розміщені в межах виробничої зони, та від устя свердловини не менше ніж на 50 м.

За неможливості забезпечення зазначених відстаней розташовувати площадку необхідно з урахуванням мінімального ризику за погодженням з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці, і зазначенням у проєкті на виконання ППР.

5.14. Навколо місць роботи з ВМ і ППА повинні бути виставлені знаки позначення меж небезпечних зон підривних робіт:

місць спорядження ППА - радіусом не менше ніж 20 м;

устя свердловини - радіусом не менше ніж 50 м.

5.15. Для приєднання окремих заземлювальних провідників геофізичного обладнання на металоконструкції свердловини в легкодоступному, добре видимому місці знаком «Земля» повинна бути позначена точка підключення.

5.16. Під час виконання ППР у темний час доби на свердловині повинно бути освітлення відповідно до вимог наказу № 355.

5.17. Перевірка справності цілком змонтованої ЕПМ повинна проводитися замірюванням опору електричного кола приладом, який призначений для цієї мети та допущений (дозволений) до використання Держпраці, після спуску апарата на глибину не менше ніж 50 м. Після цього радіус небезпечної зони навколо устя свердловини може бути зменшений керівником підривних робіт.

5.18. При піднятті задіяної ППА в разі відсутності апаратурного контролю за фактом і повнотою підривання режим небезпечної зони навколо устя свердловини повинен зберігатися до огляду ППА підривником.

5.19. ППР у свердловині повинні виконуватися безперервно. У разі тривалих робіт (понад 12 годин) ППР виконуються безперервно тільки за наявності не менше ніж двох змін виконавців.

5.20. Через 48 годин після першого прострілу перфорація повинна бути припинена для проведення шаблонування та промивки свердловин з метою дегазації бурового розчину та приведення його параметрів у відповідність із планом робіт.

5.21. У разі виникнення переливу бурового розчину та зростання його інтенсивності необхідно терміново відрубати каротажний кабель за допомогою спеціального пристрою та загерметизувати устя.

5.22. Під час виконання ППР у темний час доби на усті свердловини повинно бути встановлене освітлення відповідно до норми штучного освітлення виробничих об’єктів, зазначених у додатку 17 до цих Правил.

5.23. Суб’єкти господарювання, що проводять підривні роботи та використовують у своїй діяльності ВМ промислового призначення, зобов’язані мати належне технічне та організаційне забезпечення, зокрема дозвільну нормативну і проєктно-технічну документацію, місця зберігання ВМ, спеціальне устаткування відповідно до вимог наказу № 355, підготовлений персонал, Положення про керівництво підривними роботами.

5.24. Дозволяється розпочинати ведення підривних робіт на об’єкті за умови реєстрації письмового повідомлення про намір розпочати виконання підривних робіт за формою, наведеною в додатку 4 до наказу № 355, у відповідному територіальному органі Держпраці не пізніше ніж за десять робочих днів.

5.25. Підривні роботи здійснюються суб’єктами господарювання відповідно до вимог проєктно-технічної документації, що затверджена згідно з Порядком затвердження проектно-технічної документації на ведення підривних робіт, затвердженим наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 12 червня 2014 року № 425, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 05 серпня 2014 року за № 914/25691, на підставі дозволу, отриманого відповідно до вимог Порядку видачі дозволів на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів,

устаткування підвищеної небезпеки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 26 жовтня 2011 року № 1107.

5.26. Ліквідацію аварій та ускладнень дозволяється проводити із застосуванням ППА - торпед і перфораторів - для ліквідації різних аварій, зумовлених присипанням труб під дією перепаду тисків, заклинюванням у жолобах і місцях звуження перерізу свердловин, утворенням сальника на бурильній колоні, втратою циркуляції промивальної рідини, сторонніми предметами, залишеними на вибої та іншими причинами відповідно до вимог наказів № 355 та № 469.

5.27. Під час проведення ППР з використанням електродетонаторів і капсулів-детонаторів у металевих гільзах підприємствами (організаціями) забезпечити маркування електродетонаторів і капсулів-детонаторів у металевих гільзах відповідно до вимог наказу Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 03 жовтня 2007 року № 238 «Про затвердження індексів для маркування електродетонаторів і капсулів-детонаторів у металевих гільзах», зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 18 жовтня 2007 року за № 1193/14460.

5.28. Геофізичне обладнання та апаратуру на об’єкті робіт необхідно розміщувати згідно з проєктами, схемами (планами), на яких необхідно вказувати:

взаємне розташування одиниць обладнання і шляхи їх переміщення;

розташування комунікацій та ліній зв’язку між одиницями обладнання;

розташування таким чином, щоб виключити скупчення відпрацьованих газів під час роботи ДВЗ підіймача та бензоелектричних агрегатів;

розташування небезпечних зон, зон обслуговування і шляхів переходу персоналу.

5.29. Роботи з обслуговування геофізичної апаратури та обладнання на відкритому повітрі слід перервати під час грози, сильного дощу, снігопаду тощо.

5.30. Якщо апаратуру та обладнання (установки, станції тощо) обслуговують декілька працівників, між ними необхідно налагодити зв’язок (сигналізацію), тому що внаслідок виконання будь-якої операції однією особою може бути створена виробнича небезпека для інших осіб (вмикання струму, обертових і рухомих механізмів, проведення вибухових робіт).

5.31. Під час виконання робіт з геофізичною апаратурою та обладнанням необхідно передбачати автоматичний захист від ураження електричним струмом.

5.32. Під час виконання геофізичних робіт (крім ГТД у процесі буріння) проводити інші роботи буровій бригаді дозволяється лише за погодженням з керівником геофізичних робіт на об’єкті. Керівник геофізичних робіт повинен провести інструктаж робітників бурової бригади про розмір небезпечних зон (вибухових, радіаційно-небезпечних робіт, поблизу кабелю, який рухається, струмонесучих комунікацій тощо), знаходитись у межах яких не допускається.

Відповідальність за допуск людей у небезпечну зону несе керівник геофізичних робіт.

5.33. Прихоплений у свердловині заряджений апарат можна ліквідувати шляхом підриву іншим апаратом лише за погодженням із замовником, виконавцем робіт відповідно до ПЛЛА або проєктних рішень.

VIII. Вимоги безпеки при розробці родовищ нафти і газу, що містять сірководень

1. Загальні вимоги

1.1. Роботи з розкриття продуктивного пласта, перфорації, викликання припливу, гідродинамічні дослідження та інші небезпечні операції необхідно проводити за планом під керівництвом відповідальної особи, що призначається наказом підприємства.

1.2. Нафтогазодобувне підприємство повинно розробляти план заходів щодо захисту населення і довкілля у межах санітарно-захисної зони, а також у межах контуру родовища.

1.3. Ліквідація відкритих нафтових і газових фонтанів та аварій, пов’язаних з можливим викидом в атмосферу газу, що містить сірководень, повинна здійснюватися спеціалізованою аварійно-рятувальною службою, на яку також покладено проведення профілактичної роботи щодо запобігання виникненню відкритих фонтанів.

1.4. До робіт на об’єктах газових та нафтових родовищ з вмістом сірководню допускаються особи не молодше 18 років, які мають медичний висновок про придатність до роботи в дихальних апаратах ізолюючого типу і пройшли необхідне навчання з питань охорони праці та пожежної безпеки.

1.5. Забороняється перебування на технологічних об’єктах облаштування газових та нафтових родовищ, що містять сірководень, без ЗІЗ.

1.6. Працівники, які безпосередньо виконують роботи в умовах можливого виділення токсичних речовин, повинні знати їх властивості, дію на організм людини, симптоми отруєння та правила надання домедичної допомоги потерпілим.

1.7. Перед початком роботи керівник зобов’язаний ознайомити працівників з погодними умовами та порядком виходу з небезпечної зони в разі аварійної ситуації.

1.8. Працівники, що виконують роботи, пов’язані з можливим виділенням сірководню, повинні бути забезпечені газоаналізуючими приладами для здійснення експрес-аналізу на наявність сірководню в повітрі робочої зони. Члени бригади повинні бути забезпечені ЗІЗ, знати їх будову і вміти користуватися ними.

1.9. Аналіз газоповітряного середовища на вміст сірководню повинен здійснюватися працівниками, які пройшли навчання та перевірку знань у встановленому порядку (не менше ніж дві особи).

1.10. Забороняється в межах буферних зон на території нафтових, газових та газоконденсатних родовищ з умістом сірководню споруджувати будівлі та споруди, не пов’язані з видобуванням нафти і газу.

1.11. Приміщення для приготування і приймання їжі, відпочинку вахти, вузол зв’язку тощо розміщуються на відстані не менше ніж 200 м від устя свердловини.

1.12. На території бурових і промислових площадок повинні бути встановлені пристрої (конус, флюгер та ін.) для визначення напрямку вітру і покажчики сторін світу. У темний час доби пристрої необхідно освітлювати.

1.13. В операторній та інших приміщеннях, де перебуває експлуатаційний персонал, повинні бути вивішені:

технологічна схема розташування обладнання і трубопроводів із зазначенням на них КВПіА, запобіжних, запірних, регулювальних пристроїв, а також схеми встановлення датчиків сірководню і розташування точок контролю повітряного середовища;

схема об'єкта із зазначенням розташування аварійних складів, пунктів збору, острівців газової безпеки, основних і запасних маршрутів руху людей і транспорту, переважних напрямків поширення і місць можливого скупчення сірководню в аварійній ситуації, засобів зв'язку та оповіщення;

схема оповіщення із зазначенням номерів телефонів спеціалізованої аварійно-рятувальної служби та інших спеціальних служб, медсанчастини;

оперативна частина ПЛЛА.

1.14. Відкриті ділянки ЦС повинні розташовуватися поза межами приміщення насосної.

1.15. Приміщення виробничих об'єктів повинні бути обладнані постійно діючою припливно-витяжною вентиляцією з механічним приводом.

У приміщеннях з періодичним перебуванням обслуговуючого персоналу повинні бути встановлені газосигналізатори і вентиляційні установки з ручним вмиканням із зовнішнього боку приміщення.

1.16. Виробничий персонал повинен бути забезпечений телефонним або радіозв'язком з диспетчером підприємства, а працівники безпосередньо на газонебезпечному об'єкті - додатковим телефонним зв'язком.

1.17. Газонебезпечні місця, а також траси діючих трубопроводів позначаються знаками безпеки відповідно до ДСТУ EN ISO 7010:2019.

1.18. Забороняється наявність підвалів, заглиблень, незасипаних порожнин тощо на промислових площадках та у виробничих приміщеннях.

1.19. Забороняється розміщення будівель та споруд замкнутим чи напівзамкнутим контуром. Виходи з будівель не повинні направлятись у бік обладнання та установок, де можливе виділення токсичних речовин.

1.20. На території промислових площадок забороняється підземне прокладання трубопроводів, які транспортують токсичні речовини. Забороняється розміщення з'єднань надземних трубопроводів, у тому числі і зварних, у недоступних для огляду місцях.

1.21. Виробничі об'єкти, під'їзні дороги до них повинні бути позначені знаками безпеки.

1.22. Забороняється злив токсичних речовин у систему господарсько-побутової каналізації без нейтралізації.

1.23. Технологічне обладнання, що експлуатується в сірководневому середовищі, повинно вибиратися з урахуванням параметрів технологічних процесів і корозійноагресивного середовища, наведених у додатках 11 та 12 до цих Правил.

У паспортах на корозійностійке обладнання повинні бути гарантії підприємства-виробника щодо можливості його застосування в агресивному середовищі.

Повинен бути забезпечений інгібіторний захист обладнання, що експлуатується в корозійноагресивному середовищі.

1.24. Ємнісне обладнання з рідинами, що містять сірководень, повинно бути оснащене сигналізатором верхнього граничного рівня, пристроєм для дистанційного заміру рівня рідини та нижнім пробовідбірником. Ємності ЦС бурової установки повинні бути обладнані відповідно до вимог пункту 2.8 глави 2 розділу V цих Правил.

1.25. Для захисту від корозії технологічного обладнання і трубопроводів систем видобування, збору, підготовки і транспорту нафти, газу і конденсату, експлуатаційної і ліфтової колон, внутрішньосвердловинного та іншого обладнання, яке експлуатується в умовах впливу сірководню, повинні застосовуватись інгібітори корозії, спеціальні покриття і технологічні методи зменшення корозійної активності продукції.

1.26. Маніфольд противикидного обладнання, бурильні труби, ліфтові труби, трубопроводи, що перебували в контакті із сірководнем, після їх демонтажу перед повторним використанням повинні бути піддані дефектоскопії, опресовані та перевірені на герметичність.

1.27. Відповідність якості труб обсадних і ліфтових колон технічним умовам та їх стійкість до СКР під напругою повинна підтверджуватися сертифікатом.

1.28. Обладнання та апаратура, які використовуються на об’єктах та безпосередньо контактують із сірководневим середовищем, повинні бути в антикорозійному виконанні.

1.29. Герметичність фланцевих з’єднань, арматури, люків, апаратів, рознімних частин обладнання тощо необхідно перевіряти індикаторним папером.

1.30. Газ, що містить сірководень, забороняється стравлювати в атмосферу без спалення або нейтралізації.

1.31. Внутрішня поверхня експлуатаційної колони та внутрішня і зовнішня поверхня ліфтової колони вище пакера, а також свердловинне обладнання, технологічні апарати, трубопроводи та інше обладнання, яке експлуатується в умовах корозійно-активного середовища, повинні оброблятися інгібітором корозії та інгібітором гідратоутворення, якщо є така можливість.

1.32. Контроль корозійного стану обладнання здійснюється:

установленням контрольних зразків (свідки корозії);

за показниками швидкості корозії;

із застосуванням ультразвукової і магнітної товщинометрії.

Методи, періодичність і місця контролю корозійного стану кожного виду обладнання встановлюються технічним керівником нафтогазодобувного підприємства.

1.33. При експлуатації засобів КВПіА і телемеханіки необхідно контролювати корозійний стан лічильників нафти, газу, конденсату, регулювальних та запірних клапанів, пристроїв для відбору проб.

2. Розробка проєктів на розвідування, розробку та облаштування родовищ, влаштування свердловин

2.1. Проєкт облаштування родовища повинен мати розділ «Охорона праці, забезпечення газової і пожежної безпеки під час будівництва і експлуатації виробничих об’єктів», що містить основні організаційні, технічні рішення щодо забезпечення газо- та пожежобезпеки виробничого персоналу та населення, яке проживає в зоні можливої загазованості.

2.2. У проєкті облаштування родовища повинні бути передбачені місця розташування острівців газової безпеки, засобів колективного захисту працівників і населення, станцій контролю загазованості повітря, постів газової безпеки, вітрових конусів, контрольно-пропускних пунктів.

2.3. Проєктні рішення повинні передбачати раціональне використання природних ресурсів, унеможливлення незворотних техногенних змін природного середовища, у тому числі і в разі можливих аварійних викидів шкідливих речовин, обґрунтування оцінки надійності і безаварійності виробничих процесів і обладнання, оцінку ризику виникнення і можливих наслідків прогнозованих аварійних ситуацій, пов’язаних з викидом шкідливих речовин, а також заходи, спрямовані на запобігання, локалізацію, ліквідацію аварій і захист працівників та населення від небезпечних виробничих факторів.

2.4. У проєктній документації повинні бути в повному обсязі представлені розрахунки та обґрунтування розмірів буферної зони газонебезпечних об’єктів, що унеможливлюють перевищення на її межах установлених Міністерством охорони здоров’я України значень токсичних доз шкідливих речовин у приземному шарі атмосферного повітря за різних метеорологічних умов.

Розрахунки та обґрунтування буферної зони повинні бути виконані спеціалізованою організацією з урахуванням максимальних (за обсягом і тривалістю) прогнозованих аварійних викидів шкідливих речовин. На території буферної зони забороняється проживання населення. У разі застосування вахтового методу працівникам на родовищі дозволяється розміщатись у вахтових селищах, розташованих у буферній зоні, за умови виконання всіх проєктних рішень щодо облаштування родовища.

2.5. За кожним з основних організаційно-технічних рішень, спрямованих на забезпечення газової безпеки персоналу і населення на період можливих аварійних викидів, у проєктній документації повинні бути обґрунтовані та визначені конкретні типи і кількість необхідних приладів, матеріалів і обладнання, а також місця (споруди) для їх зберігання і підготовки до роботи.

2.6. У разі виявлення в пластовому флюїді першої розвідувальної свердловини сірководню, що не передбачалося проєктом, подальше влаштування свердловини повинно проводитися з дотриманням вимог цього розділу цих Правил.

2.7. У технічному завданні на проєктування облаштування родовищ повинно бути передбачено наявність та кількість токсичних речовин у пластових флюїдах.

Проєкт розробки родовища повинен додатково містити:

вимоги до інгібіторного захисту обладнання і труб;

основні рішення щодо охорони надр;

компонентний склад пластового флюїду та наявність у ньому токсичних та корозійно-активних компонентів;

вимоги до використання супутніх продуктів (сірководень, конденсат, гелій та інше).

2.8. У проєктах на влаштування свердловин додатково повинні бути передбачені:

умови розрахунку обсадних і насосно-компресорних (ліфтових) колон, виходячи з граничної напруги сталей труб, що прийнята не вище ніж 0,75 від межі текучості;

конструкції свердловин з урахуванням наявності токсичних речовин у пластових флюїдах;

методи та періодичність перевірки зношення і контролю корозійного стану бурильних, ведучих, колони НКТ і елементів трубних колон;

типи нейтралізаторів, методи і технологія нейтралізації сірководню в буровому розчині, а також витрата реагентів з цією метою на весь процес буріння свердловини;

методи контролю вмісту сірководню і реагенту-нейтралізатора в буровому розчині;

методи і засоби провітрювання робочої зони площадки бурової установки, підвишкового простору та приміщень, у тому числі приміщення насосного блока та очищення бурового розчину;

заходи щодо захисту людей у процесі буріння, випробування та освоєння свердловини;

методи і засоби контролю вмісту сірководню в повітрі робочої зони;

місця встановлення стаціонарних газоаналізаторів для виявлення токсичних компонентів у повітрі робочої зони;

технологія дегазації бурового розчину з наступним відведенням газу на спалювання;

типи інгібіторів, їх необхідний обсяг під час робіт з освоєння і випробування свердловин;

заходи щодо запобігання ГНВП та їх раннього виявлення;

порядок збору і зберігання рідких продуктів у закритих ємностях до нейтралізації і подальшої утилізації;

методи контролю заповнення свердловини при підйомі інструмента;

методи контролю та регулювання параметрів бурового розчину і регулювання гідродинамічного тиску під час здійснення СПО і циркуляції;

методи контролю витиснутого зі свердловини розчину при спуску інструмента;

об’єм запасу бурового розчину при розкритті та випробуванні пластів, що містять токсичні речовини;

періодичність та засоби контролю і підтримки параметрів запасного бурового розчину;

тампонажні суміші, стійкі до дії сірководню, для цементування обсадних колон;

таблиці з результатами досліджень щодо наявності в газі, нафті, газоконденсаті і пластовій воді токсичних речовин (у раніше пробурених свердловинах);

середньо-визначена за об’ємом покладів (родовищ) наявність токсичних речовин і небезпеки ускладнень, які можуть виникнути при їх розробці;

заходи з охорони надр і навколишнього природного середовища;

пластові тиски та температури пластів, що містять токсичні речовини;

технологія встановлення аварійного цементного мосту в процесі буріння та випробування.

3. Буріння та кріплення свердловин

3.1. Перед розкриттям продуктивних горизонтів, флюїди яких містять сірководень, необхідно:

установити станцію геолого-технічного контролю;

установити попереджувальні знаки навколо території бурової;

перевірити наявність та справність приладів контролю за вмістом сірководню в повітрі робочої зони, наявність і готовність ЗІЗ;

обробити буровий розчин нейтралізатором;

провести перевірку стану противикидного обладнання;

мати на буровій запас матеріалів і хімічних реагентів, у тому числі нейтралізуючих сірководень, достатній для обробки бурового розчину в кількості не менше ніж один об’єм свердловини;

забезпечити цілодобове чергування автотранспорту;

визначити маршрути для виходу працівників з небезпечної зони в разі аварійної ситуації;

провести позачерговий інструктаж працівників щодо їх дій згідно з ПЛЛА.

3.2. Розкриття сірководневміщувальних горизонтів дозволяється після перевірки готовності бурової установки і персоналу спеціальною комісією, призначеною наказом бурового підприємства, за участю представників спеціалізованої аварійно-рятувальної служби та служби охорони праці. Результати перевірки оформлюються актом.

Роботи щодо розкриття продуктивного горизонту та освоєння свердловини виконуються під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника та бурового майстра в присутності представника спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.

3.3. При бурінні пластів, що містять сірководень, необхідно контролювати наявність сірководню і сульфідів у буровому розчині. У разі їх виявлення додатково обробляють буровий розчин нейтралізатором.

3.4. Буріння продуктивних горизонтів на об'єктах родовищ, у продукції яких міститься сірководень у кількостях, достатніх (з урахуванням інтенсивності викиду) для утворення загазованих зон з концентрацією сірководню, що перевищує гранично допустимі санітарні норми, необхідно вести з установленням над і під ведучою трубою кульових кранів у корозійностійкому виконанні.

На містках бурової необхідно мати опресовану спеціальну трубу, яка за діаметром та міцнісними характеристиками відповідає верхній секції бурильної колони. Труба повинна бути пофарбована в жовтий колір і оснащена кульовим краном, що перебуває у відкритому положенні. До маніфольдної лінії противикидного обладнання підключається трапно-факельна установка.

3.5. Бурова вишка повинна монтуватися на підвишковому блоці, який забезпечує вільне розміщення противикидного обладнання, доступ до нього персоналу з двох напрямків, природну вентиляцію підвишкового простору та відведення технологічних рідин до шламового амбара.

3.6. Відстань від устя свердловини до блоку бурових насосів повинна бути не менше ніж 30 м. Приміщення насосної повинно бути відділене від відкритих ділянок ЦС суцільною перегородкою.

3.7. Газокаротажна станція та виробничі приміщення бурової установки повинні розташовуватися не ближче ніж за 60 м від устя свердловини. Вертикальна факельна установка повинна розміщуватися не ближче ніж за 75 м від устя свердловини. На період розкриття продуктивних горизонтів, що містять токсичні речовини, необхідно передбачити встановлення на відстані не ближче ніж на 70 м від устя свердловини з урахуванням рози вітрів пересувного вагон-модуля із запасом ЗІЗ та медикаментів на випадок виникнення аварійної ситуації.

3.8. Дільниця ЦС від устя до вібросит повинна бути закритою. Дегазація бурового розчину за наявності в газі токсичних компонентів необхідно здійснювати через вакуумний дегазатор з наступною нейтралізацією газу та відведенням його на факельну установку.

3.9. Перед виконанням робіт з установлення цементних мостів, спуску колон при розкритих пластах буровий розчин повинен бути оброблений нейтралізатором.

3.10. Буровий розчин та пластові води перед зливом їх в амбар повинні бути нейтралізовані. Шлам, що утворюється в процесі буріння, повинен відводитися в шламовий амбар, заповнений нейтралізуючим розчином.

3.11. Контроль за рівнем бурового розчину в приймальній та доливній ємностях повинен здійснюватися за допомогою приладів.

3.12. На робочому місці верхового працівника повинен постійно розміщуватись ізолювальний дихальний апарат.

4. Ведення ПГР

4.1. ПГР у свердловинах, де розкриті пласти, що містять сірководень, повинні проводитися за планом, затвердженим технічними керівниками геофізичного підприємства і підприємства-замовника та погодженим зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою. Планом робіт додатково передбачаються:

періодичність промивок та максимальна тривалість циклу ПГР між промивками;

графік контролю токсичних речовин у повітрі робочої зони та в буровому розчині;

інформація про застосовувані нейтралізатори бурового розчину та інгібітори корозії;

схема розміщення на буровій геофізичного обладнання та шляхи евакуації персоналу.

4.2. ПГР дозволяється проводити після перевірки стану свердловини, обладнання, засобів зв’язку та оформлення відповідного акта.

Перед проведенням ППР під час шаблонування свердловини необхідно визначити Ргідр в інтервалі прострілу. Проведення ППР дозволяється лише в разі, якщо заміряний гідростатичний тиск перевищує пластовий на величину, визначену в підпункті 3.3.3 пункту 3.3 глави 3 розділу V цих Правил.

4.3. Роботи з випробування пластів, що містять сірководень, трубними випробувачами в процесі буріння свердловин повинні проводитися за планами, погодженими зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою.

4.4. Стан вікон салонів геофізичних лабораторій та підйомника повинен забезпечувати можливість огляду робочої площадки і швидкого провітрювання салону.

4.5. У разі проведення робіт в умовах, які ускладнюють подачу сигналів про наявність сірководню (вітер, сніг, туман тощо), керівником ПГР визначається працівник для нагляду за такими пристроями, який повинен бути проінструктований і забезпечений необхідними ЗІЗ та засобом зв’язку.

4.6. ПГР в ускладнених умовах, а також ППР та роботи з ліквідації аварій у свердловинах повинні виконуватися під безпосереднім керівництвом головних спеціалістів геофізичного підприємства.

4.7. На свердловині повинен бути запас нейтралізатора, достатній для виконання необхідної кількості промивок, передбачених комплексом ПГР.

4.8. Прилади та геофізичний кабель при підйомі із свердловини повинні безперервно омиватися водою.

4.9. Кожний геофізичний загін повинен забезпечуватися засобами контролю газоповітряного середовища та ЗІЗ, які повинні зберігатись у спеціально відведених місцях спецавтомобілів.

4.10. ПГР забороняється виконувати в разі концентрації токсичних речовин у повітрі робочої зони вище ніж ГДК. Під час перерви в роботі персонал геофізичного загону

повинен виходити за межі небезпечної зони. Самохідна геофізична техніка повинна бути постійно готовою до переміщення.

5. Освоєння і гідродинамічні дослідження свердловин

5.1. Перед проведенням освоєння і дослідження нафтових, газових, газоконденсатних свердловин повинен бути складений план роботи, затверджений технічними керівниками підприємства-замовника та підприємства, відповідального за проведення цих робіт, та погоджений зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою.

У плані робіт необхідно зазначити кількість працівників, заходи і засоби забезпечення їх безпеки, у тому числі дихальні апарати, заходи для запобігання аваріям, засоби і графік контролю вмісту сірководню в повітрі робочої зони та заходи на випадок перевищення ГДК.

З планом повинні бути ознайомлені всі працівники, пов'язані з освоєнням і дослідженням свердловин.

До плану робіт повинна додаватися схема розташування обладнання, машин, механізмів із зазначенням маршрутів виходу з небезпечної зони в умовах можливої аварії та загазованості за будь-якого напрямку вітру, а також схема розташування об'єктів у санітарно-захисній зоні і прилеглих населених пунктах.

5.2. ФА повинна бути з'єднана з продувними відводами, спрямованими в одному напрямку. Кожен відвід повинен мати довжину не менше ніж 100 м і з'єднуватися із факельною установкою з дистанційним запалюванням.

Типи нарізних з'єднань труб для відводів повинні відповідати очікуваним тискам, бути змонтовані і випробувані на герметичність опресуванням на величину 1,25 коефіцієнта запасу міцності від максимального тиску.

Відводи необхідно кріпити до бетонних або металевих стійок, при цьому не повинно бути поворотів і провисань. Спосіб кріплення відводу повинен унеможливлювати виникнення місцевих напружень.

5.3. До ФА повинні бути приєднані лінії для глушіння свердловини через трубний і затрубний простори.

Лінії глушіння повинні бути оснащені зворотними клапанами. Для нафтових свердловин з газовим фактором менше ніж 200 $м^3/т$ довжина лінії становить 50 м. У всіх інших випадках довжина лінії глушіння повинна бути не менше ніж 100 м.

5.4. Запобіжний клапан установки (розривна діафрагма) повинен бути з'єднаний індивідуальним трубопроводом з факельною установкою через вузол уловлювання нафти, конденсату та інших рідин. При цьому повинен унеможливлюватися зворотний перетік нафти, конденсату через вузол уловлювання при спрацьовуванні одного з клапанів. При вмісті сірководню в газі понад 8 % повинна бути змонтована спеціальна факельна система.

5.5. Перед освоєнням свердловини необхідно мати запас бурового розчину в кількості не менше двох об'ємів свердловини відповідної густини без урахування об'єму розчину, який перебуває у свердловині, а також запас матеріалів і хімічних реагентів відповідно до плану робіт на освоєння свердловини.

5.6. Не дозволяються гідродинамічні дослідження та освоєння свердловин без нейтралізації або спалення продукції свердловин.

5.7. Виклик притоку і гідродинамічні дослідження повинні виконуватися в світлий час доби під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника.

5.8. При спалюванні газу з наявністю сірководню повинні бути забезпечені умови, за яких концентрація шкідливих речовин у приземному шарі атмосфери населених пунктів чи виробничих об'єктів не перевищуватиме санітарних норм.

5.9. На час виклику припливу із пласта та глушіння свердловини необхідно забезпечити:

постійне цілодобове чергування відповідальних осіб за графіком, затвердженим технічним керівником підприємства, відповідальним за проведення цих робіт;

цілодобове чергування транспорту для евакуації людей у разі аварійної ситуації;

постійну готовність до роботи цементувальних агрегатів;

готовність працівників до захисту в разі аварійного викиду.

5.10. За відсутності припливу освоєння свердловини проводиться з використанням:

природного або супутнього нафтового газу;

дво- і багатофазних пін, інертних до сірководню та вуглекислого газу;

піноутворювальних сумішей;

інертних газів;

рідини з меншою густиною, інертної до сірководню і вуглекислого газу.

За відсутності на усті свердловини газової шапки або після її стравлювання допускається закачування у свердловину з метою її освоєння поперемінно порцій води і повітря.

5.11. Забороняється під час дослідження та освоєння свердловини підходити до устя, трубопроводів, розподільних пультів, сепараційних установок без ізолювального дихального апарата.

5.12. Забороняється виконувати освоєння свердловин, розташованих у прибережних захисних смугах та водоохоронних смугах річок, у період паводків.

5.13. Дріт, який застосовується під час спуску і підйому приладів для глибинних досліджень, повинен бути корозійностійким, цільним і мати сертифікат відповідності для роботи в таких умовах. При піднятті дріт повинен проходити через герметичний пристрій з нейтралізатором сірководню.

5.14. Перед відкриттям засувки на вузлі відводу, а також при спуску (піднятті) глибинного приладу до свердловини працівники, не пов'язані з цими операціями, повинні бути віддалені на безпечну відстань у навітряний бік.

5.15. Відкривати засувки на вузлі відводу та витягати прилади з лубрикатора, розбирати їх необхідно в ізолювальних дихальних апаратах.

5.16. Після закінчення освоєння або дослідження свердловини прилади, апаратура, спецодяг повинні пройти спеціальну обробку з нейтралізації сірководню.

5.17. Після завершення робіт необхідно провести контроль повітря робочої зони на наявність сірководню і перевірку герметичності устьової арматури.

6. Експлуатація і ремонт свердловин

6.1. Наземне обладнання повинно мати продувну та аварійну (для глушіння свердловини) лінії завдовжки не менше ніж 100 м, опресовані з коефіцієнтом запасу, що становить 1,25 від очікуваного максимального тиску. Лінії повинні бути обладнані зворотними клапанами.

6.2. При вмісті сірководню в природному газі понад 0,6 % об'єму забороняється експлуатація свердловини фонтанним способом без вибійного свердловинного обладнання, що містить:

посадковий ніпель для приймального клапана і глухої пробки;

пакер для ізоляції експлуатаційної колони, клапан циркуляційний, клапан інгібіторний, устьовий клапан-відсікач, вибійний відсічний клапан.

Після встановлення пакер підлягає випробуванню на герметичність, а затрубний простір свердловини над пакером заповнюється розчином інгібітору корозії.

У розвідувальних свердловинах допускаються освоєння і дослідження свердловин без вибійного свердловинного обладнання за умови обов'язкового добавляння інгібітору в експлуатаційну та ліфтову колони. Експлуатація свердловини повинна здійснюватися по ліфтових трубах.

6.3. При вмісті сірководню в природному газі понад 0,6 об.% конструкція ФА повинна передбачати наявність автоматичних засувок з імпульсом від пілотів високого і низького тиску, які встановлені на вході в шлейф.

Керування центральною засувкою, першими від устя бічними засувками, установленими на струнах ФА, приустьовим відсічним клапаном повинно бути дистанційним. Пульт керування засувками виноситься на безпечну відстань (не менше ніж 25 м від устя).

6.4. У процесі експлуатації повинна періодично проводитися перевірка відсічного клапана на спрацьовування відповідно до технічної документації підприємства-виробника та технічного регламенту, затвердженого технічним керівником нафтогазодобувного підприємства.

6.5. Свердловини і шлейфи необхідно оглядати щодня під час об'їзду мобільною бригадою в складі не менше ніж два оператори, які мають із собою дихальні апарати, засоби контролю повітря і зв'язку. Результати оглядів повинні реєструватись у спеціальному журналі.

6.6. У разі виявлення в устьовій арматурі витоку нафти, газу, що містить сірководень, свердловину необхідно негайно закрити за допомогою відповідної засувки чи приустьового відсічного клапана з пульта керування. У разі виявлення витоку сірководню з викидної лінії свердловини необхідно закрити з пульта керування засувку на викидній лінії, а також вхідну засувку на замірному пристрої, оперативно повідомити про це керівника об'єкта і працівників спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.

6.7. У процесі експлуатації свердловин повинен здійснюватися постійний контроль за наявністю тиску в міжколонному просторі згідно з графіками огляду. Результати огляду повинні реєструватися у спеціальних журналах.

У разі виявлення тиску в міжколонному просторі повинні бути проведені необхідні дослідження та вжиті оперативні заходи для виявлення і усунення причини перетоку. За результатами досліджень вирішується питання про можливість експлуатації свердловини.

6.8. Перед початком ремонтних робіт (зміни устьової арматури, ремонту підземного обладнання тощо), які пов'язані з розгерметизацією устя, у свердловини повинна бути закачана рідина з густиною згідно з підпунктом 3.3.3 пункту 3.3 глави 3 розділу V цих Правил, оброблена нейтралізатором сірководню. Будь-який ремонт на свердловині необхідно проводити відповідно до затвердженого плану.

6.9. На устя фонтанної свердловини на період ремонту необхідно встановити противикидне обладнання. До складу його повинен входити превентор зі зрізуючими плашками. Промивальний агрегат під час ремонту фонтанної свердловини повинен бути постійно підключений до затрубного простору свердловини.

Схема обладнання устя свердловини погоджується з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці.

6.10. З появою ознак нафтогазопрояву ремонтні роботи на свердловині повинні бути негайно припинені і вжиті заходи щодо ліквідації ускладнення.

6.11. Забороняється залишати відкритим устя свердловини під час перерв у роботі з переобладнання устя (заміни хрестовин, противикидного обладнання, ФА тощо).

6.12. Система автоматизації добувних свердловин і присвердловинного обладнання повинна забезпечувати:

подачу реагенту до свердловини і припинення його подачі в разі можливої аварійної ситуації, сигналізацію про аварійні відхилення технологічних параметрів;

автоматичне відключення свердловин у разі порушення режиму.

7. Збір і підготовка нафти, газу і газового конденсату

7.1. На підприємствах складається і затверджується технічним керівником графік проведення перевірки герметичності фланцевих з'єднань, арматури, люків та інших джерел можливих виділень сірководню.

7.2. Для перекачування сірководневміщуючих середовищ повинні використовуватися насоси з подвійним торцевим ущільненням або з електромагнітними муфтами.

7.3. Промислові стічні води установок підготовки нафти, газу і газового конденсату повинні піддаватися попередньому очищенню, а при вмісті сірководню та інших шкідливих речовин вище ніж ГДК - нейтралізації.

7.4. До розкриття і розгерметизації технологічного обладнання необхідно здійснювати заходи щодо дезактивації піrофорних відкладень.

Перед оглядом і ремонтом ємності та апарати повинні бути пропарені і промиті водою для запобігання самозайманню піrофорних відкладень. Дезактивація піrофорних сполучень повинна включати заходи із застосуванням пінних систем на основі ПАР або інших методів, що відмивають стінки апаратів від цих сполучень.

7.5. До роботи всередині ємності та апарата дозволяється приступати за умови, якщо вміст у них сірководню, нафтових газів і пари нафти не перевищує ГДК, і лише в дихальних апаратах.

Порядок безпечного проведення робіт з очищення, дезактивації піrофорних відкладень, огляду і ремонту такого обладнання визначається інструкцією, затвердженою технічним керівником підприємства.

7.6. Для уникнення самозаймання піrофорних відкладень під час ремонтних робіт усі вузли, які розбираються, і деталі технологічного обладнання повинні бути змочені технічними мийними засобами.

7.7. За наявності на об’єктах видобування газо- і продуктопроводів з великим геометричним об’ємом необхідно секціонувати їх шляхом установлення автоматичних засувок, що забезпечують наявність у кожній секції за нормального робочого режиму не більше ніж 2000-4000 нм^3 сірководню.

7.8. Запірна арматура, установлена в колодязях, повинна мати дистанційне керування або пристрій для дистанційного відкриття.

7.9. Вертикальний факельний пристрій розміщується на відстані не ближче ніж 200 м від промислової площадки УКПГ. Висота факела повинна становити не менше ніж 35 м. Територія навколо факельного пристрою в радіусі 50 м повинна бути спланована та огороджена.

8. Контроль повітряного середовища

8.1. На установках, у приміщеннях та на промислових площадках, де можливе виділення сірководню в повітря робочої зони (бурова установка, добувна свердловина, установки з вимірювання дебіту нафти і газу тощо), повинен здійснюватися постійний контроль повітряного середовища та встановлена сигналізація небезпечних концентрацій сірководню.

8.2. Контроль за станом повітряного середовища на території промислових об’єктів повинен бути автоматичним з виведенням показів датчиків на диспетчерський пункт.

8.3. Місця встановлення датчиків стаціонарних автоматичних газосигналізаторів визначаються проєктом облаштування родовища з урахуванням густини газів, параметрів обладнання, що застосовується, його розміщення та рекомендацій постачальників.

На бурових установках датчики повинні бути розміщені біля основи бурової вишки, ротора, на початку жолобної системи, біля вібросит, у насосному приміщенні (дві одиниці), біля приймальних ємностей (дві одиниці) та в службовому приміщенні.

8.4. Стаціонарні газосигналізатори повинні мати звуковий і світловий сигнали з виходом на диспетчерський пункт (пульт керування) та за місцем установлення датчиків, проходити перевірку перед монтажем, а також державну перевірку в процесі експлуатації у встановлені терміни.

8.5. Контроль повітряного середовища в населених пунктах, які розташовані в охоронній зоні об'єктів добування нафти і газу, необхідно здійснювати в стаціонарних точках і пересувними лабораторіями відповідно до графіка, затвердженого технічним керівником підприємства.

Результати аналізів повинні вноситися:

до журналу реєстрації аналізів;

до карти проб (фіксуються необхідні дані відбору проб: місце, процес, напрямок і сила вітру, інші метеорологічні умови).

8.6. Виміри концентрації сірководню газоаналізаторами на об'єкті повинні проводитися за графіком підприємства, а в разі аварійної ситуації - спеціалізованою аварійно-рятувальною службою із внесенням результатів вимірів до журналу контролю повітря на вміст сірководню, наведеного в додатку 18 до цих Правил.

8.7. У разі виявлення в повітрі робочої зони сірководню вище ніж ГДК необхідно негайно:

надягнути ізолювальний дихальний апарат (протигаз);

сповістити керівника робіт (об'єкта) і людей, які перебувають у небезпечній зоні;

ужити першочергових заходів щодо ліквідації загазованості відповідно до ПЛЛА;

особам, які не пов'язані з вжиттям першочергових заходів, необхідно залишити небезпечну зону і прямувати до місця збору, установленого планом евакуації.

Подальші роботи з ліквідації аварії проводяться спеціально підготовленим персоналом із залученням працівників бригади і фахівців.

9. Засоби індивідуального захисту

9.1. Кількість і типи ЗІЗ органів дихання на кожному об'єкті повинні визначатися з урахуванням специфіки робіт і галузевих норм забезпечення працівників спецодягом, спецвзуттям та іншими ЗІЗ. Засоби колективного та індивідуального захисту працівників будівельних та інших організацій, які розташовані в межах буферних зон, та порядок забезпечення ними на випадок аварійного викиду газу визначаються проєктом.

9.2. Ізолювальні дихальні апарати повинні застосовуватись обслуговуючим персоналом під час виконання операцій, передбачених технологією проведення робіт в умовах можливого виділення сірководню, а також у разі виникнення аварійної ситуації. Під час роботи в ємностях та колодязях допускається застосування шлангових протигазів.

9.3. Дихальні апарати повинні бути підібрані за розмірами. До кожного апарата додається паспорт і прикріплюється етикетка із зазначенням прізвища та ініціалів працівника. Необхідно проводити регулярний огляд, перевірку і сервісне обслуговування дихальних апаратів відповідно до графіка, складеного згідно з вимогами підприємства-виробника. Усі дані вносяться в реєстраційний журнал обслуговування дихальних апаратів.

9.4. Газозахисні засоби необхідно перевіряти відповідно до інструкцій з експлуатації підприємств-виробників у лабораторії спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.

9.5. На газонебезпечному об'єкті повинен бути аварійний запас газозахисних засобів, кількість і типи яких визначаються з урахуванням чисельності працівників, віддаленості об'єкта та специфіки виконуваних робіт.

10. Консервація та ліквідація свердловин

10.1. При ліквідації свердловин, у які не спущені експлуатаційні колони, в інтервалах залягання пластів з умістом токсичних речовин установлюються цементні мости. Цементний міст повинен перекривати потужність пласта не менше ніж на 100 м вище покрівлі пласта.

10.2. У башмак останньої проміжної колони ліквідованої свердловини встановлюється цементний міст заввишки не менше ніж 200 м.

10.3. Цемент для встановлення цементних мостів повинен бути корозійностійким і відповідати геолого-технічним умовам.

10.4. Рідина, якою заповнюється стовбур свердловини, повинна бути оброблена інгібітором корозії та нейтралізатором.

10.5. Наявність та міцність цементних мостів, установлених у відкритому стовбурі свердловини, перевіряється шляхом розвантаження бурильного інструменту. Величина навантаження встановлюється, виходячи з допустимого питомого тиску на цементний камінь. За результатами перевірки цементного моста на міцність та герметичність складається акт.

10.6. Устя ліквідованої свердловини, у геологічному розрізі якої присутні вуглеводні, агресивні компоненти або високонапірні пластові води (з коефіцієнтом аномальності 1,1 і більше), облаштовується наземним репером у вигляді цементної тумби, яка встановлюється на експлуатаційну колону (за її відсутності - на проміжну колону або кондуктор), заповнену на глибину не менше ніж 2 м цементною пробкою. Під цементною пробкою повинен проходити заглушений зверху за допомогою зварювання патрубок з установленим вентилем для забезпечення контролю за тиском у колоні.

10.7. Для запобігання замерзанню верхня частина стовбура ліквідованої свердловини на глибину 5 м заповнюється незамерзаючою рідиною (соляровим маслом, нафтою, розчином хлористого кальцію).

10.8. Після завершення ізоляційно-ліквідаційних робіт через місяць, шість місяців і надалі з періодичністю не рідше ніж один раз на рік проводиться контроль тиску в трубному та міжколонному просторах та контроль стану газоповітряного середовища навколо устя свердловини. Результати замірів оформляються актами.

10.9. Консервація свердловини повинна унеможливити вихід токсичних речовин на усті та забезпечити захист колон та устьового обладнання від корозії на весь період консервації.

10.10. При консервації свердловини з установленням цементного моста свердловина задавлюється рідиною. Над інтервалом перфорації повинен бути встановлений цементний міст заввишки не менше ніж 50 м. Ліфтова колона повинна бути піднята над цементним мостом не менше ніж на 50 м.

IX. Вимоги щодо безпеки та захисту здоров'я працівників у видобувних галузях, що використовують буріння

1. Загальні вимоги

1.1. Роботодавець повинен вжити заходів щодо забезпечення безпеки та охорони здоров'я працівників під час добування корисних копалин способом буріння за нормальних умов праці та у небезпечних ситуаціях.

1.2. Роботи з добування корисних копалин способом буріння потрібно здійснювати з урахуванням проведеного оцінювання ризиків та визначених профілактичних заходів.

1.3. Оцінка ризиків та профілактичні заходи для забезпечення безпеки та охорони здоров'я працівників повинні бути розроблені з урахуванням основних принципів їх запобігання та задокументовані.

1.4. Залежно від виробничих процесів роботодавець зобов'язаний виконувати свої посадові обов'язки, вимоги безпеки під час добування корисних копалин відкритим та / або підземним способом, що передбачені наказом Міністерства соціальної політики України від 02 липня 2018 року № 943 «Про затвердження Вимог щодо безпеки та захисту здоров'я працівників видобувних підприємств з підземним і відкритим способами видобування», зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 27 липня 2018 року за № 872/32324.

1.5. У разі нещасного випадку або аварії на виробництві роботодавець зобов'язаний ужити невідкладних заходів щодо надання необхідної допомоги потерпілому та забезпечити виконання вимог Порядку розслідування та обліку нещасних випадків, професійних захворювань та аварій на виробництві, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 17 квітня 2019 року № 337.

1.6. Роботодавець повинен забезпечити наявність необхідних письмових інструкцій щодо безпечного виконання робіт і використання робочого обладнання, які є зрозумілими для всіх працівників, та ознайомити з ними працівників під особистий підпис.

1.7. Інструкції повинні бути розроблені для кожного робочого місця та виду робіт.

1.8. Інструкції повинні містити відомості про використання аварійного обладнання та дії працівника в разі виникнення аварійної ситуації на робочому місці або поблизу нього.

1.9. Роботодавець повинен забезпечити вільний доступ до задокументованих профілактичних заходів, передбачених системою управління охороною праці, та здійснювати їх регулярний перегляд.

1.10. Роботодавець повинен дотримуватися процедур і механізмів, передбачених цими документами, на всіх етапах планування та впровадження заходів.

1.11. Санітарно-гігієнічні вимоги до шуму, вібрації, повітря робочої зони, забезпечення питного водопостачання, мікроклімату на робочих місцях, впливу електромагнітних та/або іонізуючих випромінювань повинні відповідати чинним санітарно-гігієнічним нормам.

2. Аварійно-рятувальні заходи

2.1. Роботодавець повинен організувати проведення навчання щодо правильного застосування аварійно-рятувального обладнання.

2.2. Після навчання все аварійно-рятувальне обладнання, яке застосовувалося, повинно бути очищене та за необхідності перезаряджене або замінене. Портативне обладнання повинно бути повернуто на місце свого зберігання.

2.3. Навчання на шельфі повинно також включати перевірку на готовність до експлуатації рятувальних суден.

2.4. Роботодавець повинен уживати заходів для запобігання, виявлення та боротьби з виникненням та поширенням пожеж, а також за необхідності встановлювати протипожежні стіни з метою відокремлення ділянок з ризиком виникнення та поширення пожежі.

2.5. Залежно від характеру, обсягу і тривалості робіт роботодавець зобов’язаний надати працівникам приміщення, яке повинно:

бути захищене від впливу вибуху, проникнення диму і газу, а також від займання і поширення вогню;

мати безпечні засоби вентиляції, опалення та освітлення;

мати на кожному поверсі не менше ніж два роздільні виходи, що ведуть до евакуаційних маршрутів;

бути захищене від стороннього шуму, запахів і диму, які можуть бути небезпечними для здоров’я, а також від несприятливих погодних умов;

бути ізольовано від виробництва і розташовуватися на значній відстані від небезпечних зон.

2.6. У таких приміщеннях повинна бути достатня кількість ліжок або інших місць для відпочинку.

2.7. Роботодавець повинен забезпечити відповідним обладнанням, що застосовується з метою захисту від вибухів у шахтах (свердловинах).

Розміщення такого обладнання повинно проводитися з урахуванням розташування свердловини та умов роботи.

2.8. У місцях, де це потрібно відповідно до виробничих процесів, повинно бути створено систему дистанційного керування на випадок аварійної ситуації.

Така система повинна включати станції моніторингу, які встановлюються у відповідних місцях, і може бути використана в разі аварії, у тому числі станції моніторингу в безпечних пунктах збору і пунктах евакуації.

2.9. У разі виникнення аварійної ситуації система дистанційного керування повинна дозволяти роботу в режимі дистанційного керування обладнанням у певних місцях.

Таке обладнання повинно включати системи вентиляції, системи аварійного відключення та зупинки обладнання, яке може викликати займання, системи запобігання витоку легкозаймистих рідин та газу, системи протипожежного захисту, системи для ізолювання і відключення свердловин, установок і трубопроводів та системи глушіння свердловин.

2.10. Аварійні системи повинні бути відокремлені або іншим способом захищені від аварій та розміщуватися на відстані, необхідній для збереження своїх функцій у разі виникнення аварійної ситуації.

Ці системи за необхідності повинні бути продубльовані.

2.11. У кожній робочій зоні залежно від способу видобування корисних копалин та там, де можливе перебування працівників, повинна бути забезпечена наявність:

пристроїв звукової та світлової сигналізації, сигнал яких за необхідності може бути передано на кожне робоче місце, де можуть перебувати працівники;

пристроїв звукової сигналізації, сигнал якої повинен бути добре чутним у всіх частинах бурової установки, де присутні працівники.

Пристрої сигналізації повинні бути розміщені у відповідних місцях і бути у вільному доступі для працівників.

Якщо працівники перебувають у тих ділянках робочих зон, де робота зазвичай виконується не за участю людини, то вони повинні забезпечуватися відповідними засобами зв’язку.

2.12. У кожній робочій зоні на шельфі, де присутні працівники, крім звукової сигналізації, передбаченої пунктом 2.11 розділу IX цих Правил, повинна бути забезпечена наявність системи зв’язку з берегом та аварійно-рятувальними службами.

Ця система зв’язку повинна мати здатність залишатися справною у разі виникнення аварійної ситуації.

2.13. Звукова сигналізація повинна бути доповнена автономними системами зв’язку, які не залежать від вразливості джерел живлення.

2.14. Пристрої для подання сигналів тривоги повинні бути розташовані у спеціально відведених місцях і бути у вільному доступі для працівників.

2.15. У кожній робочій зоні повинні бути необхідні та достатні засоби евакуації людей у разі настання аварійної ситуації, а також під час роботи на шельфі - засоби виходу безпосередньо в море.

2.16. Для кожної робочої зони на шельфі повинен бути розроблений та затверджений оперативний план або інструкція щодо евакуації з робочих зон та дій з рятування на морі.

2.17. План або інструкція повинні передбачати застосування резервних суден та вертольотів, а також ураховувати місткість та час реакції цих суден та вертольотів після подачі аварійного сигналу.

Необхідний час реакції системи цих засобів повинен бути вказаний в інструкціях з питань безпечного ведення робіт для кожної бурової установки.

2.18. Роботодавець повинен обладнати безпечні пункти збору та місця евакуації, що повинні бути захищені від впливу надмірної температури, диму та вибуху. Один з пунктів збору повинен бути оснащений необхідним обладнанням для дистанційного керування. Безпечні пункти збору та місця евакуації в разі евакуації під час робіт на шельфі повинні бути оснащені системами зв’язку з берегом та аварійно-рятувальними службами.

Ці заходи повинні забезпечувати захист працівників протягом достатнього періоду для забезпечення проведення евакуації та рятувальних робіт.

2.19. У кожному пункті збору повинен бути складений перелік осіб, закріплених за цим пунктом.

2.20. У кожній робочій зоні повинен бути розміщений перелік осіб, відповідальних за виконання дій у разі настання аварійної ситуації.

Прізвища цих осіб повинні бути також зазначені в інструкціях з безпечного ведення робіт.

2.21. Для кожної робочої зони на шельфі роботодавець повинен забезпечити наявність резервних суден, призначених для здійснення евакуації, що повинні бути оснащені відповідними засобами для здійснення рятувальних робіт.

2.22. Для кожної робочої зони на шельфі рятувальні засоби (шлюпки), плоти, круги та жилети повинні бути:

придатні та відповідним чином оснащені для підтримки життя протягом достатнього часу;

у достатній кількості для всіх працівників, яким вони можуть знадобитися;

придатні для використання в конкретних робочих зонах;

сконструйовані з матеріалів з урахуванням призначення цих засобів для рятування життя, а також умов їх застосування або готовності до застосування;

такого кольору, який робить їх помітними під час використання, а також оснащені засобами для привернення уваги рятувальників.

Необхідні рятувальні засоби повинні проходити періодичні та чергові огляди на придатність і бути готовими до негайного використання.

2.23. Вертолітні майданчики (за їх наявності) в робочих зонах повинні бути достатнього розміру для безперешкодного приземлення вертольотів та розміщуватися таким чином, щоб найбільший вертоліт міг приземлитися у найскладніших умовах.

Вертолітні майданчики повинні бути спроєктовані та споруджені відповідно до характеру їх застосування.

2.24. У безпосередній близькості від вертолітного майданчика повинно зберігатися обладнання та/або устаткування, яке використовується для ліквідації аварії із застосуванням вертольота.

2.25. На бурових установках, де постійно працюють люди, повинна бути достатня кількість персоналу, який пройшов відповідну підготовку з практичних дій у разі виникнення аварійної ситуації та повинен перебувати під час зльоту та посадки вертольота на вертолітному майданчику (за його наявності).

2.26. Роботи з підготовки до розміщення бурових установок, призначених для роботи у відкритому морі, необхідно здійснювати таким чином, щоб забезпечити стійкість цих установок та безпеку їх експлуатації.

2.27. Обладнання та технологічні процеси, які застосовуються під час виконання робіт на суші та шельфі, повинні сприяти зменшенню ризиків, для безпеки та здоров'я працівників за нормальних умов праці та в разі виникнення аварійної ситуації.

X. Радіаційний захист персоналу під час експлуатації, ремонту та/або реконструкції та виведення з експлуатації об'єктів нафтогазодобувної промисловості

1. Загальні вимоги

1.1. Вимоги цього розділу застосовуються до об'єктів нафтогазодобувної промисловості, на яких під час проведення процедури оцінки впливу на довкілля відповідно до Закону України «Про оцінку впливу на довкілля» встановлено ймовірність виникнення в результаті виконання підготовчих і будівельних робіт та провадження планованої діяльності радіаційно-небезпечних факторів, які призводять до радіоактивного забруднення поверхонь технологічного обладнання, зокрема утворення ТПДПП та додаткового опромінення працівників.

1.2. Радіаційний захист персоналу під час експлуатації, ремонту та/або реконструкції та виведення родовищ нафти і газу з промислової розробки або виведення з експлуатації окремих об'єктів нафтогазодобувної промисловості, зокрема, під час поводження з відпрацьованим технологічним обладнанням (НКТ та іншим нафтогазодобувним обладнанням нафтогазових свердловин), яке належить до ТПДПП, здійснюється з дотриманням вимог Закону України «Про захист людини від впливу іонізуючого випромінювання»; санітарного законодавства в галузі радіаційної гігієни: ДГН 6.6.1.-6.5.061-000 «Норми радіаційної безпеки України, доповнення: Радіаційний захист від джерел потенційного опромінення», затверджених постановою Головного державного санітарного лікаря України від 12 липня 2000 року № 116 (НРБУ-97/Д-2000), та ДСП 6.177-2005-09-02 «Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України», затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 02 лютого 2005 року № 54 (ОСПУ); регламентів опромінення та відповідно до інструктивно-розпорядчої документації підприємства.

1.3. Підприємство забезпечує радіаційний захист персоналу, задіяного під час експлуатації, ремонту та/або реконструкції та виведення з експлуатації об'єктів нафтогазодобувної промисловості, під час підготовки проєктних рішень, використання стаціонарних, пересувних засобів та ЗІЗ, оптимальної організації роботи, здійснення постійного радіаційно-дозиметричного контролю, застосування системи управління якістю.

1.4. Порядок віднесення працівників до категорій персоналу А та Б, проведення медичних оглядів, допуску до робіт із ДІВ, обмеження опромінення персоналу ДІВ та ТПДПП, установлення вимог до організації та допуску до робіт із ДІВ, системи інструктажу і перевірки знань з радіаційної безпеки персоналу, а також забезпечення індивідуального дозиметричного контролю регулюється ДСП 6.177-2005-09-02 «Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України», затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 02 лютого 2005 року № 54 (ОСПУ).

1.5. Основні дозові межі індивідуального опромінення персоналу об'єктів, на яких здійснюється практична діяльність, визначаються Законом України «Про захист людини від впливу іонізуючого випромінювання».

1.6. Радіаційний захист персоналу під час експлуатації, проведення робіт з ремонту та/або реконструкції, зачистки обладнання та виведення з експлуатації об'єктів нафтогазодобувної промисловості включає такі радіаційно-гігієнічні та організаційно-технічні заходи для забезпечення умов праці:

обмеження у встановленому порядку допуску до роботи з ДІВ осіб за віком, статтю, станом здоров'я, рівнем раніше отриманої дози опромінення;

створення умов праці, що відповідають вимогам норм і правил радіаційної безпеки;

достатність захисних бар'єрів, включаючи фактори, що лімітують відстань до ДІВ і час роботи з ним, застосуванням ЗІЗ;

достатня надійність і безвідмовність конструкцій, механізмів та інших засобів і систем, що забезпечують низькі проєктні рівні ймовірності критичних подій щодо джерел потенційного опромінення;

система підготовки і підтримки належної кваліфікації персоналу і дотриманням правил роботи з ДІВ; плануванням і проведенням ефективних заходів щодо захисту персоналу в разі виникнення радіаційної аварії;

забезпечення персоналу лікувально-профілактичними засобами захисту від опромінення;

неперевищення встановлених контрольних рівнів доз опромінення персоналу та параметрів радіаційної обстановки;

організація системи інформування про радіаційний стан на об'єкті і робочих місцях;

організація і проведення радіаційного контролю, що відповідає вимогам дійсних і профільних (спеціальних) санітарних правил щодо.

здійснення заходів із запобігання утворюванню джерел додаткового опромінення працівників, зокрема ТПДПП, шляхом періодичного видалення відкладень чи забруднень з технологічного обладнання під час його експлуатації;

проведення контролю рівнів радіоактивного забруднення та потужності гамма-випромінювання від поверхонь технологічного обладнання.

1.7. Персонал, що залучається до експлуатації, виконання ремонту та/або реконструкції, зачистки обладнання та виведення з експлуатації об'єктів нафтогазодобувної промисловості, повинен пройти інструктаж керівником робіт у частині заходів безпеки і працювати під його керівництвом та спеціально призначеної особи.

Під час експлуатації, проведення ремонту та/або реконструкції, зачистки обладнання та виведення з експлуатації об'єктів нафтогазодобувної промисловості персонал дотримується правил безпеки, інструкцій, а в разі порушень у роботі обладнання, несправності засобів захисту, порушення пожежної, радіаційної безпеки тощо сповіщає про це керівника підприємства.

1.8. Для оптимізації радіаційного захисту персоналу керівництво підприємства встановлює контрольні рівні доз опромінення персоналу і радіаційних параметрів на промислових майданчиках, у приміщеннях і на робочих місцях персоналу.

1.9. Зменшення доз опромінення персоналу під час експлуатації, проведення робіт з ремонту та/або реконструкції, зачистки обладнання, та виведення з експлуатації об'єктів нафтогазодобувної промисловості здійснюється шляхом скорочення тривалості опромінення за рахунок удосконалення технологічного процесу та володіння персоналом технологією.

1.10. Після закінчення робіт з експлуатації, ремонту та/або реконструкції, зачистки чи сортування обладнання та виведення з експлуатації об'єктів нафтогазодобувної промисловості технологічне обладнання, інструмент, спецодяг та ЗІЗ підлягають дозиметричному контролю з метою неперевищення встановлених контрольних рівнів.

У разі виявлення перевищення встановлених контрольних рівнів суб'єкт господарювання забезпечує виконання заходів, передбачених законодавством, нормами та правилами радіаційної безпеки.

1.11. Дозиметричний контроль персоналу залежно від особливостей технології і характеру робіт включає:

моніторинг радіаційно-гігієнічних параметрів (радіаційної обстановки) на промислових майданчиках, у приміщеннях і на робочих місцях;

індивідуальний дозиметричний контроль персоналу;

систему оперативного і довгострокового планування, обліку і збереження індивідуальних доз опромінення персоналу.

1.12. У разі аварії під час експлуатації, проведення робіт з ремонту та/або реконструкції, зачистки обладнання та виведення з експлуатації об'єктів нафтогазодобувної промисловості дії персоналу та ліквідація наслідків надзвичайної ситуації здійснюються згідно з інструкціями з радіаційної безпеки щодо ліквідації радіаційних аварій.

1.13. Суб’єкт господарювання під час виведення родовищ нафти і газу з промислової розробки або виведення з експлуатації окремих об’єктів нафтогазодобувної промисловості виконує заходи, спрямовані на приведення параметрів радіаційної обстановки на земельних ділянках, порушених під час користування надрами, до рівнів, що максимально близькі до їх вихідних значень, та забезпечення поводження з утвореними ТПДПП, відповідно до вимог законодавства, норм та правил з радіаційної безпеки.

Директор депратаменту
праці та зайнятості **Р. Поклонський**

Додаток 1
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 1.5 глави 1 розділу IV)

НАРЯД-ДОПУСК
на виконання робіт підвищеної небезпеки

Додаток 2
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 2.19 глави 2 розділу IV)

МІНІМАЛЬНІ ВІДСТАНІ
об’єктів облаштування нафтових і газових родовищ до будівель і споруд, м

№ з/п	Об’єкти	Житлові будинки, гуртожитки, вахтові селища	Громадські будинки	Промислові й сільськогосподарські підприємства	Магістральні нафтогазопроводи	Лінії електропередачі	Електро-підстанції
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Устя нафтових свердловин - фонтанних, газліфтних; устя газових і газоконденсатних свердловин	300	500	100	*	60	100
2	Устя нафтових свердловин - нагнітальних та з механізованим видобутком	150	250	50	*	30	50
3	Устя контрольних, законсервованих,						
	п’єзометричних свердловин з						
	Рпл > Ргідр	300	500	100	*	60	100
	Рпл < Р гідр	150	250	50	*	30	50
4	Устя ліквідованих експлуатаційних	50	50	30	30	30	30

	нафтових, газових, газоконденсатних та свердловин підтримання пластового тиску						
5	Устя ліквідованих експлуатаційних свердловин, що не відкрили нафтогазові горизонти	30	30	30	30	30	30
6	Приміщення і будівлі з видобування нафти, замірні установки, сепараційні установки, ДНС, кущова насосна станція (КНС), КС, УПН, установка попереднього скидання (УПС)	300	500	100	*	Згідно з пунктами 2.5.241, 2.5.242 Правил улаштування електроустановок	80
7	Факел для спалювання газу	300	500	100	60	60	100
8	Свіча скидання газу	300	500	100	30	30	30
* Відстань від об’єктів облаштування нафтових родовищ до магістральних нафтогазопроводів, КС, газорозподільних станцій і нафтоперекачувальних станцій встановлюється відповідно до СНиП 2.05.06-85.							

_____

Примітка. Відстань до окремо розташованих вахтових, житлових і громадських будинків (за винятком будинків клубів, шкіл, дитячих ясел- садків, лікарень) допускається приймати на 50 % меншою

Додаток 3
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 4.3 глави 4 розділу IV)

КЛАСИФІКАЦІЯ
вибухонебезпечних зон бурових установок та нафтогазопромислових об’єктів

№ з/п	Приміщення і простори	Клас вибухонебезпечних зон відповідно до НПАОП 40.1-1.32-01
1	2	3
1	Закриті приміщення, у яких встановлені відкриті технічні пристрої, апарати, місткості, а також канали, шахти, огороджені підроторні простори бурових установок, у яких виділяються горючі гази або пари легкозаймистих рідин у такій кількості, що можуть утворювати з повітрям вибухонебезпечні суміші при нормальному режимі роботи.	0
2	Відкриті простори радіусом 5 м навколо відкритого технологічного обладнання, що містить нафту, буровий розчин, оброблений нафтою (за наявності нафти в буровому розчині 30 % і вище), нафтові гази або інші легкозаймисті речовини, відкриті простори радіусом 5 м навколо гирла свердловини та навколо оголовків продувочних свічок, факельних систем, викидних трубопроводів обв’язки гирла свердловин та інших закінчень труб, які відводять попутні або інші легкозаймисті гази.	1
3	Простір усередині відкритого і закритого технологічного обладнання, що містить нафту, буровий розчин, оброблений нафтою (за наявності нафти в буровому розчині 30 % і вище), горючі гази, інші легкозаймисті речовини.	0
4	Закриті приміщення для зберігання шлангів для перекачування легкозаймистих рідин.	1

5	Закриті приміщення, у яких встановлене закрите технологічне обладнання, запірна та регулююча апаратура системи КВП і А, що містять нафту, буровий розчин, оброблений нафтою (за наявності нафти в буровому розчині 30 % і вище), горючі гази, де утворення вибухонебезпечних сумішей можливо лише в разі поломки або несправності обладнання. Закриті приміщення насосних для стічних вод.	1
6	Відкриті простори: радіусом 0,5 м за зовнішніми огороджувальними конструкціями приміщень класів 0, 1; навколо вентиляторів витяжної вентиляції з приміщень класів 0, 1, що встановлені назовні, обмежені радіусом 3 м; навколо гирла експлуатаційних свердловин, обмежені відстанню 5 м на всі боки; навколо розташованих на огороджувальних конструкціях будівель пристроїв для викиду повітря з систем витяжної вентиляції зон 0, 1, обмежені радіусом 5 м.	2
7	Простір під ротором, обмежений циліндром радіусом 5 м від осі свердловини, на всю висоту до низу при відкритому підроторному просторі.	2
8	Напівзакриті простори, у яких встановлене технічне обладнання, запірно-регулююча арматура системи КВП і А, що містять нафту, буровий розчин, оброблений нафтою (за наявності нафти в буровому розчині 30 % і вище), горючі гази або легкозаймисті рідини в межах огородження.	1

Примітка. Приміщення, у яких розміщуються бурові насоси з підпірними насосами, трубопроводами ЦС та маніфольдом і немає іншого обладнання або апаратів, що можуть стати джерелом вибухонебезпечних сумішей, і які відгороджені від інших вибухонебезпечних приміщень класів 0, 1 протипожежною стіною, відносяться до вибухобезпечних.

Додаток 4
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 1.12 глави 1 розділу V)

МІНІМАЛЬНІ ВІДСТАНІ
між будівлями і спорудами об’єктів облаштування родовища нафтових і газових родовищ, м

Додаток 5
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 2.23 глави 2 розділу V)

АКТ
про випробування нагнітальних ліній бурових насосів

Додаток 6
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 2.29 глави 2 розділу V)

АКТ
про перевірку бурової вишки

Додаток 7
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(підпункт 3.1.1 пункт 3.1
глави 3 розділу V)

АКТ
про введення в експлуатацію бурової установки

Додаток 8
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(підпункт 3.4.3 пункту 3.4
глави 3 розділу V)

ПЕРІОДИЧНІСТЬ
дефектоскопії бурильних труб

№ з/п	Глибина буріння, м	Термін проведення дефектоскопії в залежності від способу буріння, діб	
		роторне	турбінне
1	<2500	60	90
2	2500-3500	45	65
3	3500-5000	30	45

Додаток 9
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(підпункт 3.6.3 пункту 3.6
глави 3 розділу V)

ПОЄДНАННЯ
різьбових з'єднань бурильних труб і герметизуючих засобів

№ з/п	Інтенсивність викривлення, град/10 м	Надлишковий внутрішній тиск, МПа	Поєднання різьбових з'єднань і герметизуючих засобів	
			Оптимальне	допустиме
	рідке середовище			
1	5,0-10,0	До 25,0	ОТТГ (Р-2, Р-402 або аналоги)	ОТТМ з тефлоновим кільцем
		>25,0	ТБО (Р-2, Р-402 або аналоги)	ОТТГ (Р-2, Р-402, Р-416 або аналоги)
2	Понад 10,0	До 25,0	ТБО (Р-2, Р-402 або аналоги)	ОТТГ (Р-2, Р-402, Р-416 або аналоги)
		>25,0	VAM (аналоги)	ТБО (Р-2, Р-402 або аналоги)
	газове середовище			
3	5,0–10,0	До 25,0	ТБО (Р-2, Р-402 або аналоги)	ОТТГ (Р-2, Р-402 або аналоги)
		>25,0	VAM (аналоги)	ТБО (Р-2, Р-402 або аналоги)
4	Понад 10,0	До 25,0	VAM (аналоги)	ТБО (Р-2, Р-402 або аналоги)

		>25,0	VAM (аналоги)	VAM (аналоги)

Додаток 10
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 5.20 глави 5 розділу V)

ПЕРЕЛІК
порушень вимог протифонтанної безпеки, несумісних з безпечним виконанням робіт на нафтових і газових свердловинах

1. Поглиблення свердловини після спуску обсадної колони та обладнання устя без дозволу представника спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.

2. Невідповідність фактичної обв’язки устя свердловини затвердженій схемі, у тому числі:

2.1. Установлення превенторів з робочим тиском нижче, ніж передбачений у проектній документації.

2.2. Фактична кількість превенторів менша, ніж у затвердженій схемі.

2.3. Відсутність у превенторній компоновці надпревенторної котушки.

2.4. Відсутність рознімного зливного жолоба.

3. Несправність противикидного обладнання та обв’язки устя свердловини:

3.1. Негерметичність фланцевих з’єднань вузлів противикидного обладнання.

3.2. Негерметичність зварних швів вузлів противикидного обладнання та обв’язки колон.

3.3. Відсутність шпильок у фланцевих з’єднань вузлів противикидного обладнання.

4. Несправність управління превенторами:

4.1. Відсутність або несправність дублювального пульта керування превенторами.

4.2. Відсутність або несправність штурвалів ручного приводу.

4.3. Негерметичність гідросистеми пультів керування превентором.

4.4. Установлення пультів керування превенторами ближче ніж 10 м від устя свердловини.

5. Порушення правил монтажу викидних трубопроводів превенторної установки:

5.1. Довжина викидних трубопроводів менше ніж 100 м для газових свердловин та менше ніж 30 м для нафтових.

5.2. Направлення викидних трубопроводів у бік ліній електропередачі, проїжджих шляхів, річок, каналів, лісових масивів, житлових та виробничих будівель, установок, які мають відкритий вогонь або іскри.

5.3. Повороти викидних трубопроводів виконані не на кованих кутиках (литих трійниках з буферним пристроєм).

5.4. Діаметр викидних трубопроводів до кінцевих засувок не відповідає діаметру відводів хрестовини превенторної установки.

5.5. Викидні трубопроводи від відводів хрестовини до кінцевих засувок виконані не на фланцевих або інших з'єднаннях, які передбачені підприємством-виробником.

5.6. Запірна арматура обв'язки противикидного обладнання не відповідає технічній характеристиці превенторної установки.

5.7. Монтаж запірної арматури викидних трубопроводів у місцях або положеннях, що ускладнює керування ними або їх заміну.

5.8. Стояки кріплення викидних трубопроводів не забетоновані або маса бетонних тумб не відповідає розрахунковій.

6. Відсутність технічної документації на противикидне обладнання:

6.1. Технічного паспорта.

6.2. Затвердженої схеми фактичної обв'язки устя свердловини з розмірами.

6.3. Паспортів і актів на опресування колонної головки, двофланцевої котушки, викидних трубопроводів, кутників або трійників, противикидної (перфораційної) засувки фонтанної арматури.

7. Плашки превенторів не відповідають діаметру бурильних труб.

8. Відсутність плашок під обсадні труби або від спеціального перевідника при спусканні обсадних колон у свердловину з розкритими продуктивними горизонтами.

Додаток 11
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 12.4 глави 12 розділу VI)

СФЕРИ

застосування обладнання у стандартному і стійкому до сульфідно-корозійного розтріскування виконанні залежно від абсолютного тиску ($P_{абс}$), парціального тиску сірководню (P_{H_2S}) та його концентрації (C_{H_2S}) для багатофазного флюїду «нафта-газ-вода» з газовим фактором менше ніж 890 нм³/м³

Додаток 12
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 12.4 глави 12 розділу VI)

СФЕРИ

застосування обладнання у стандартному і стійкому до сульфідно-корозійного розтріскування виконанні залежно від абсолютного тиску ($P_{абс}$), парціального тиску сірководню P_{H_2S}) та його концентрації (C_{H_2S}) для вологого газу або обводненої нафти з газовим фактором більше ніж 890 нм³/м³

Додаток 13
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(підпункт 13.6.19 пункту 13.6
глави 13 розділу VI)

ЗОНИ
безпеки при очищенні і випробуванні трубопроводів повітрям і газом

№ з/п	Умовний діаметр трубопроводу, мм	Охоронна зона під час очищенні порожнини в обидві боки від осі трубопроводу, м	Протяжність небезпечної зони під час очищенні порожнини в напрямку вильоту йоржа чи поршня, м	Охоронна зона під час випробуванні в обидва боки від осі трубопроводу, м
1	До 300	40	600	100
2	Від 300 до 500	60	800	150
3	Від 500 до 800	60	800	200
4	Від 800 до 1400	100	1000	250

Примітка. Під час випробування наземних або надземних трубопроводів розміри охоронної зони, вказані в таблиці, збільшуються в 1,5 рази.

Додаток 14
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 13.6.20 глави 13 розділу VI)

ЗОНИ
безпеки (охоронна зона) при гідравлічних випробуваннях трубопроводів

№ з/п	Діаметр трубопроводу, мм	Охоронна зона при тиску випробування 82,5 кгс/см^2 в обидва боки від осі трубопроводу, м	Протяжність небезпечної зони при тиску випробування 82,5 кгс/см^2 у напрямку можливого відриву заглушки від торця трубопроводу, м	Охоронна зона при тиску випробування понад 82,5 кгс/см^2 в обидва боки від осі трубопроводу, м	Протяжність небезпечної зони при тиску випробування понад 82,5 кгс/см^2 у напрямку можливого відриву заглушки від торця трубопроводу, м
1	До 100	50	500	80	800
2	Від 100 до 300	75	600	100	900
3	Від 300 до 800	75	800	100	1200
4	Від 800 до 1400	100	1000	150	1500

Додаток 15
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 1.3 глави 1 розділу VII)

АКТ
перевірки готовності свердловини до промислово-геофізичних робіт

Додаток 16
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 1.3 глави 1 розділу VII)

АКТ
перевірки готовності свердловини до промислово-геофізичних робіт під тиском

Додаток 17
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 5.22 глави 5 розділу VII)

НОРМИ
штучного освітлення виробничих об’єктів

№ з/п	Найменування об’єктів	Загальна мінімальна освітленість, лк
1	Устя нафтогазових свердловин, верстати-качалки	30
2	Моторні будки верстатів-качалок, будки з апаратурою електрозаглибних насосів	30
3	Машинні зали компресорних і насосних станцій та вентиляційних приміщень	150
4	Операторні	150
5	Установки комплексної підготовки газу	30
6	Робочі місця при підземному і капітальному ремонті свердловин: устя свердловини лебідка підйомна щогла люлька верхового працівника приймальні містки	 50 30 10 30 30
7	Шкали контрольно-вимірювальних приладів у приміщеннях і зовнішніх установках	150
8	Нафтові трапи, газові сепаратори тощо	30
9	Резервуарні парки: шляхи на території парку (охоронне освітлення)	 2 5

	простір між резервуарами, місце заміру рівня та керування засувками	
10	Нафтоналивні і зливні естакади (горловина цистерни)	20
11	Нафтові пастки	10
12	Склади: великогабаритних предметів хімічних реагентів пально-мастильних матеріалів	 30 30 30
13	Стоянка автомобільної техніки	10
14	Механічні майстерні	200
15	Лабораторії	300

Примітка. Норми освітленості для приміщень стосуються поверхонь, які розміщені на відстані 0,8 м від підлоги в горизонтальній площині.

Додаток 18
до Правил безпеки
в нафтогазодобувній промисловості
(пункт 8.6 глави 8 розділу VIII)

ЖУРНАЛ
контролю повітря на вміст сірководню

№ з/п	Номер аналізів	Дата і час відбору проб	Місце відбору проб (номер свердловини промислу)	Кількість сірководню, мг/м^3	Прізвище, власне ім'я та по батькові (за наявності), особи, яка проводила аналіз	Причина підвищеної загазованості	Заходи щодо усунення причин підвищеної загазованості
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
2							

Про затвердження Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості
Наказ; Міністерство економіки від 27.04.2023 № 2610
Редакція від **05.07.2023**, підстава — z0976-23
Постійна адреса:
https://zakon.rada.gov.ua/go/z0928-23

Законодавство України
станом на 06.09.2023
чинний
z0928-23

Документи та файли

- Сигнальний документ — **f527480n2121.docx** від 17.07.23 16:40, 32 кб
- Сигнальний документ — **f527480n2119.docx** від 17.07.23 16:40, 82 кб
- Сигнальний документ — **f527480n2118.docx** від 17.07.23 16:40, 31 кб
- Сигнальний документ — **f527480n2117.docx** від 17.07.23 16:40, 28 кб
- Сигнальний документ — **f527480n2116.docx** від 17.07.23 16:40, 33 кб
- Сигнальний документ — **f527480n2115.docx** від 17.07.23 16:40, 45 кб
- Сигнальний документ — **f527480n2114.docx** від 17.07.23 16:40, 40 кб
- Сигнальний документ — **f527480n2113.docx** від 17.07.23 16:40, 35 кб
- Сигнальний документ — **f527480n2112.docx** від 17.07.23 16:40, 35 кб

Публікації документа

- **Офіційний вісник України** від 05.07.2023 — 2023 р., № 59, стор. 204, стаття 3336, код акта 118861/2023