

**ДЕРЖАВНИЙ КОМІТЕТ УКРАЇНИ З ПРОМИСЛОВОЇ БЕЗПЕКИ, ОХОРОНИ  
ПРАЦІ ТА ГІРНИЧОГО НАГЛЯДУ**

**Наказ**

**від 6 травня 2008 року N 95**

Зареєстровано в Міністерстві  
юстиції України  
2 червня 2008 р.  
за N 497/15188

**Про затвердження Правил безпеки  
в нафтогазодобувній промисловості України**

Відповідно до Закону України "Про охорону праці", Положення про Державний комітет України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 23.11.2006 N 1640,

**НАКАЗУЮ:**

1. Затвердити Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України (далі - Правила), що додаються.
2. Наказ увести в дію з 01.08.2008.
3. Скасувати Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України, затверджені наказом Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 19.12.2003 N 258.
4. Начальнику управління організації державного нагляду за охороною надр, геолого-маркшейдерськими роботами і переробкою корисних копалин Капланцю М. Е. протягом п'яти днів забезпечити подання цього наказу на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України.
5. Начальнику управління нормативно-правового та юридичного забезпечення Прохорову В. В. унести Правила до Державного реєстру нормативно-правових актів з питань охорони праці та розмістити їх на веб-сторінці Держгірпромнагляду.
6. Заступнику начальника відділу персоналу, діловодства та спецроботи Кравцю В. Ю. забезпечити опублікування наказу в засобах масової інформації.
7. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Голови Комітету Румежака О. М.

**Голова Комітету**

**С. Сторчак**

## **ЗАТВЕРДЖЕНО**

наказом Державного комітету України з  
промислової безпеки, охорони праці та  
гірничого нагляду  
від 6 травня 2008 р. N 95

Зареєстровано  
в Міністерстві юстиції України  
2 червня 2008 р. за N 497/15188

# **ПРАВИЛА БЕЗПЕКИ В НАФТОГАЗОДОБУВНІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ**

## **I. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ**

Дія цих Правил поширюється на підприємства, установи, організації незалежно від форм власності (далі - підприємства), діяльність яких пов'язана з проектуванням, спорудженням, експлуатацією, ремонтом та реконструкцією об'єктів нафтогазодобувних виробництв, а також на спеціалізовані організації, що здійснюють геофізичні, науково-дослідні, проектно-конструкторські, будівельно-монтажні, пусканалагоджувальні і діагностичні роботи, а також ліквідацію аварій на нафтогазодобувних виробництвах.

Правила встановлюють вимоги безпеки під час будівництва та експлуатації, капітального ремонту та досліджень нафтових, газових та інших, пов'язаних з видобуванням нафти і газу, свердловин, промислового та міжпромислового збору нафти і газу, підготовки нафти і газу до транспортування магістральними трубопроводами.

Вимоги розділів II - V, глав 1, 2, 9, 11, 12, 13 (крім підпункту "ж" підпункту 13.1.3, підпунктів 13.1.4, 13.1.6, 13.1.8 пункту 13.1, підпункту 13.2.1 пункту 13.2, підпунктів 13.3.1 - 13.3.15 пункту 13.3, підпунктів 13.4.8, 13.4.10 пункту 13.4, підпункту 13.5.6 пункту 13.5 та вимог до об'єктів, які не належать до УПГ) розділу VI та розділу VII поширюються на підземні сховища газу.

Газопроводи з робочим тиском до 1,2 МПа, що призначені для постачання газу на власні потреби нафтогазодобувних виробництв (підприємств), експлуатуються згідно з вимогами Правил безпеки систем газопостачання України, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України від 01.10.97 N 254, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 15.05.98 за N 318/2758 (НПАОП 0.00-1.20-98), та державних будівельних норм "Інженерне обладнання будинків і споруд. Газопостачання" (ДБН В.2.5-20-2001).

Будівництво морських нафтогазопромислових споруд, буріння, освоєння, експлуатація і ремонт свердловин, транспортування нафти і газу при освоєнні нафтових і газових родовищ на континентальному шельфі України здійснюються відповідно до вимог Правил безпеки при розвідуванні та розробленні нафтових і газових родовищ на континентальному шельфі СРСР, затверджених Міннафтопромом СРСР від 12.05.87 (НПАОП 11.1-1.14-87).

## II. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕРМІНІВ

Терміни, що вживаються в цих Правилах, мають такі значення:

**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 перевищує гідростатичний (нормальний) пластовий тиск на 30 % і вище.

**Аномально низький пластовий тиск** - величина пластового тиску, що нижча від гідростатичного (нормального) пластового тиску на 10 % і нижче.

**Буферна зона** - зона між промисловим об'єктом, що добуває, транспортує або переробляє продукцію із сірководнем, та житловими спорудами, яка достатня для вжиття заходів щодо оповіщення та евакуації населення, що в ній проживає, при виникненні аварійної ситуації на промисловому об'єкті.

**Вантажопідйомність бурової вишки (щогли)** - величина параметра "Допустиме навантаження на гаку" у поєднанні з навантаженнями на ходовому і нерухомому кінцях каната.

**Газовий затвор** - пристрій для запобігання потраплянню повітря у факельну систему.

**Гідратні пробки (гідрати вуглеводневих газів)** - утворення в експлуатаційних колонах, фонтанних арматурах, газопроводах та технологічних апаратах установки комплексної підготовки газу, які є сполученнями (клатратами), у яких молекули вуглеводневих газів заповнюють порожнини кристалічної решітки льоду.

**Загальна факельна система** - система, призначена для збору та відведення на безпечну відстань газу після технологічних та аварійних продувок технологічних апаратів та комунікацій газових та нафтових промислів.

**Наряд-допуск** - складене на спеціальному бланку розпорядження на виконання робіт з підвищеною небезпекою, яке визначає їх зміст, місце, початок і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпечне виконання роботи.

**Нормальний пластовий тиск** - пластовий тиск, який дорівнює гідростатичному тиску води густиною 1 г/см<sup>3</sup> від покрівлі пласта до поверхні землі по вертикалі. Аномальні пластові тиски характеризуються будь-яким відхиленням від нормального.

**Об'єкт нафтогазодобувної промисловості** - територія, позначена (огорожена) у межах відведеної земельної ділянки, з розташованими на ній виробничими, складськими

та адміністративно-побутовими будинками, спорудами, відкритими технологічними площадками та технологічним обладнанням.

**Охоронна зона** - територія, прилегла до об'єктів нафтогазодобувної промисловості (ділянки землі, водойми, річки, лісу тощо), на якій господарська діяльність здійснюється із певними обмеженнями, установленими чинним законодавством. У межах охоронних зон не допускається присутність сторонніх осіб.

**Парціальний тиск сірководню** - добуток об'ємного вмісту (частки від загального обсягу газової фази) сірководню на загальний тиск газу в системі. Це визначення придатне для користування таблицями 3а, 3б, складеними за даними NACE, MP-01-75, 1984, USA.

**Продувний газ** - газ, що направляється в систему для запобігання попаданню в неї повітря та утворенню вибухонебезпечної суміші.

**Скиди** - горючі гази і пари, що виділяють технологічні установки, які не можуть бути використані безпосередньо в даній технології.

**Спеціальна факельна система** - система для спалювання газів і парів, що утворюються в процесі підготовки газу до транспортування і не подаються в факельний колектор з різних причин (вміст сірководню понад 8 %, тиск у технологічній установці не забезпечує скид у загальну систему, схильність до полімеризації тощо).

**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 при дотриманні технічного проекту і правил ведення бурових робіт, викликані явищами гірничо-геологічного характеру.

**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).

Крім указаних термінів, вживаються терміни в значенні, що наведені в Законі України "Про нафту і газ", а саме: "газ", "дослідно-промислова розробка родовища нафти і газу", "родовище нафти і газу", "розробка родовища нафти і газу".

Термін "спеціалізована аварійно-рятувальна служба" вживається у значенні, наведеному в Законі України "Про аварійно-рятувальні служби".

Термін "користувачі надр" вживається у значенні, наведеному в Кодексі України про надра.

### III. ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

<b>АВПТ</b>	- Аномально високий пластовий тиск
<b>АДП</b>	- Агрегат для депарафінізації пересувний
<b>БГ</b>	- Блок напірної гребінки
<b>БГРА</b>	- Блок газорозподільної апаратури
<b>БДТ</b>	- Безмуфтова довгомірна труба
<b>БКНС</b>	- Блочна кушова насосна станція
<b>ВМ</b>	- Вибухові матеріали
<b>ВПК</b>	- Випробувач пластів на кабелі
<b>ВРП</b>	- Водорозподільний пункт
<b>ГДК</b>	- Граничнодопустима концентрація
<b>ГНВП</b>	- Газонафтоводопрояр
<b>ГС</b>	- Головні споруди
<b>ГТН</b>	- Геолого-технічний наряд
<b>ГТУ</b>	- Групова технологічна установка
<b>ДКС</b>	- Дотискувальна компресорна станція
<b>ДНС</b>	- Дотискувальна насосна станція
<b>ЕВН</b>	- Електровідцентровий насос
<b>ЕПМ</b>	- Електропідливна мережа
<b>ЗІ</b>	- Засоби ініціювання
<b>ЗІЗ</b>	- Засоби індивідуального захисту
<b>КВП</b>	- Контрольно-вимірювальні прилади
<b>КВПіА</b>	- Контрольно-вимірювальні прилади і автоматика
<b>КНС</b>	- Кушова насосна станція
<b>КРС</b>	- Капітальний ремонт свердловин
<b>КС</b>	- Компресорна станція
<b>ЛЕП</b>	- Лінії електропередачі
<b>НКГВ</b>	- Нижня концентраційна границя вибуховості
<b>НКТ</b>	- Насосно-компресорні труби
<b>НС</b>	- Насосна станція
<b>ОБТ</b>	- Обважені бурильні труби
<b>ОП</b>	- Обладнання противикидне
<b>ПАР</b>	- Поверхнево-активні речовини
<b>ПВА</b>	- Прострілочно-вибухова апаратура
<b>ПВР</b>	- Прострілочно-вибухові роботи
<b>ПГР</b>	- Промислово-геофізичні роботи

<b>ПГРС</b>	- Промислова газорозподільна станція
<b>ПЗР</b>	- Планово-запобіжний ремонт
<b>ПКР</b>	- Пневматичні клини ротора
<b>ПЛАС</b>	- План локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій
<b>ППТ</b>	- Підтримка пластового тиску
<b>ПТЕ ЕС</b>	- Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів
<b>ПУЕ</b>	- Правила улаштування електроустановок
<b>РВС</b>	- Резервуар вертикальний сталевий
<b>РП</b>	- Розподільний пристрій
<b>СКР</b>	- Сульфідно-корозійне розтріскування металу
<b>СПО</b>	- Спуско-підйомні операції
<b>ТП</b>	- Трансформаторна підстанція
<b>УКПГ</b>	- Установка комплексної підготовки газу
<b>УКПН</b>	- Установка комплексної підготовки нафти
<b>УПГ</b>	- Установка підготовки газу
<b>УПН</b>	- Установка підготовки нафти
<b>УПП</b>	- Установка парогенераторна пересувна
<b>УППГ</b>	- Установка попередньої підготовки газу
<b>УПС</b>	- Установка попереднього скидання
<b>ФА</b>	- Фонтанна арматура
<b>ЦС</b>	- Циркуляційна система
<b>Р роб</b>	- Тиск робочий
<b>Р пл</b>	- Тиск пластовий
<b>Р гідр</b>	- Тиск гідростатичний

## **IV. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ**

### **1. Загальні організаційно-технічні вимоги**

1.1. Підприємство, яке має намір здійснювати діяльність за зазначеними в розділі І цих Правил напрямками, повинно отримати відповідно до Порядку видачі дозволів Державним комітетом з нагляду за охороною праці та його територіальними органами, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 15.10.2003 N 1631 (далі - НПАОП 0.00-4.05-03), дозвіл Держгірпромнагляду на виконання відповідних робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію об'єктів, механізмів, машин, обладнання підвищеної небезпеки.

1.2. На підприємствах об'єкти підвищеної небезпеки підлягають ідентифікації та обліку згідно з Порядком ідентифікації та обліку об'єктів підвищеної небезпеки,

затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 11.07.2002 N 956 (НПАОП 0.00-6.21-02), та декларуванню безпеки згідно з Порядком декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 11.07.2002 N 956 (НПАОП 0.00-6.22-02).

1.3. Робочі проекти на розвідку, розробку і облаштування нафтових, газових, газоконденсатних родовищ і підземних сховищ газу підлягають експертизі відповідно до вимог чинного законодавства.

1.4. До початку облаштування родовищ проектна документація повинна бути погоджена з територіальним органом Держгірпромнагляду.

1.5. Проведення робіт з підвищеною небезпекою здійснюється за нарядом-допуском на виконання робіт підвищеної небезпеки, форма якого наведена в додатку 1. Перелік таких робіт, порядок оформлення наряду-допуску, а також переліки посад 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 з вимогами нормативно-технічних документів.

1.7. На підприємствах повинні бути розроблені ПЛАС відповідно до Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій, затвердженого наказом Держнаглядохоронпраці від 17.06.99 N 112, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 30.06.99 за N 424/3717 (далі - НПАОП 0.00-4.33-99).

Інструкції з охорони праці розробляються відповідно до Положення про розробку інструкцій з охорони праці, затвердженого наказом Держнаглядохоронпраці від 29.01.98 N 9, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 07.04.98 за N 226/2666 (НПАОП 0.00-4.15-98).

1.8. Розслідування аварій та нещасних випадків на об'єктах нафтогазодобувної промисловості проводиться відповідно до Порядку розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 25.08.2004 N 1112 (НПАОП 0.00-6.02-04).

1.9. Ліквідація і консервація свердловин здійснюється в порядку, установленому Положенням про порядок ліквідації нафтових, газових та інших свердловин і списанню витрат на їх спорудження, затвердженим постановою Держгіртехнагляду СРСР від 27.12.89 N 19 (НПАОН 11.2-4.01-89), Положенням про порядок консервації свердловин на нафтових, газових родовищах, підземних сховищах газу (ПСГ) та родовищах термальних вод, затвердженим постановою Держгіртехнагляду СРСР від 27.12.89 N 19 (НПАОН 11.2-4.02-89).

Переведення свердловин на інші горизонти здійснюється відповідно до Положення про переведення нафтових, газових, нагнітальних і контрольних свердловин на інші горизонти, затвердженого постановою Держгіртехнагляду СРСР від 17.10.86 N 33 (НПАОН 11.2-4.03-86).

1.10. Повернення ліквідованих нафтових і газових свердловин в експлуатаційний фонд здійснюється у разі виконання таких заходів:

а) отримання погодження у розробника проекту розробки або дослідно-промислової розробки даного родовища про доцільність повернення свердловин з ліквідаційного фонду в експлуатацію;

б) погодження з територіальним органом Держгірпромнагляду.

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 погодженням з територіальним органом Держгірпромнагляду.

1.13. Не дозволяється буріння нафтових та газових свердловин та облаштування нафтових та газових родовищ без попередньої експертизи проектної документації на відповідність проектних рішень вимогам безпеки та охорони праці.

1.14. Радіаційний контроль під час будівництва та експлуатації нафтових та газових свердловин здійснюється згідно з вимогами Державних санітарних правил "Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України", затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 02.02.2005 N 54, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 20.05.2005 за N 552/10832 (ДСП 6.177-2005-09-02).

1.15. Експлуатація об'єктів нафтогазодобувної промисловості стосовно питань охорони навколишнього природного середовища здійснюється згідно з вимогами Закону України "Про охорону навколишнього природного середовища", стандарту "Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. Правила проведення робіт" (ГСТУ 41-00032626-00-007-97), стандарту "Охорона довкілля. Рекультивация земель під час спорудження свердловин" (ГСТУ 41-00032626-00-023-2000), державних будівельних норм "Проектування. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд" (ДБН А.2.2-1-2003), Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85).

1.16. Охорону надр, профілактику флюїдопроявів з ліквідованих свердловин здійснюють підприємства - користувачі надр.

## **2. Вимоги до персоналу**

2.1. До робіт на об'єктах нафтогазодобувної промисловості допускаються особи, що пройшли медичний огляд згідно з Порядком проведення медичних оглядів працівників певних категорій, затвердженим наказом Міністерства охорони здоров'я України від 21.05.2007 N 246, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 23.07.2007 за N 846/14113, і не мають протипоказань за станом здоров'я для роботи за спеціальністю згідно з вимогами Переліку робіт, де є потреба в професійному доборі, затвердженого наказом Міністерства охорони здоров'я України та Держнаглядохоронпраці від 23.09.94 N 263/121, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 25.01.95 за N 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 31.03.94 N 46, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 28.07.94 за N



176/385; Переліку важких робіт та робіт із шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці жінок, затвердженого наказом Міністерства охорони здоров'я України від 29.12.93 N 256, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 30.03.94 за N 51/260.

Крім того, ці особи проходять наркологічний огляд згідно з постановою Кабінету Міністрів України від 06.11.97 N 1238 "Про обов'язковий профілактичний наркологічний огляд і порядок його проведення" (зі змінами).

2.2. Організація і порядок навчання, проведення інструктажів, перевірки знань з питань охорони праці та пожежної безпеки й допуску персоналу до самостійної роботи здійснюється відповідно до вимог Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці, затвердженого наказом Держнаглядохоронпраці України від 26.01.2005 N 15, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 15.02.2005 за N 231/10511 (НПАОП 0.00-4.12-05); Переліку робіт з підвищеною небезпекою, затвердженого наказом Держнаглядохоронпраці України від 26.01.2005 N 15, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 15.02.2005 за N 232/10512 (НПАОП 0.00-8.24-05); Типового положення про інструктажі, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях України, затвердженого наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 29.09.2003 N 368, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 11.12.2003 за N 1148/8469 (НАПБ Б.02.005-2003); Переліку посад, при призначенні на які особи зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки, та порядку їх організації, затвердженого наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 29.09.2003 N 368, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 11.12.2003 за N 1147/8468 (НАПБ Б.06.001-2003). Не дозволяється допуск до роботи осіб, які не пройшли навчання, інструктаж і перевірку знань з охорони праці і пожежної безпеки.

2.3. До керівництва роботами з буріння, освоєння і ремонту свердловин, ведення геофізичних робіт у свердловинах, а також з видобування та підготовки нафти і газу допускаються особи, що мають освіту за фахом, пройшли навчання та перевірку знань з охорони праці відповідно до НПАОП 0.00-4.12-05 та пожежної безпеки відповідно до НАПБ Б.02.005-2003.

### **3. Вимоги до засобів захисту працівників**

3.1. Працівники, зайняті на роботах зі шкідливими та небезпечними умовами праці, а також роботах, що пов'язані із забрудненням, або таких, що здійснюються в несприятливих температурних умовах, залежно від умов праці і прийнятої технології виробництва, забезпечуються ЗІЗ згідно зі стандартом "Средства защиты работающих. Общие требования и классификация" (ГОСТ 12.4.011-89), Типовими галузевими нормами безплатної видачі спецодягу, спецвзуття та інших засобів індивідуального захисту робітникам підприємств нафтової і газової промисловості (буріння свердловин, видобуток нафти, газу, газового конденсату, озокериту, переробка природного і нафтового газу, газового конденсату, транспортування та зберігання нафти, нафтопродуктів і газу; підземна газифікація вугілля, нафтобази), затвердженими постановою Держкомпраці СРСР від 18.07.80 N 241/П-9 (НПАОП 11.1-3.24-80), а також мийними та знешкоджувальними засобами.

3.2. Працівники забезпечуються необхідними для трудового процесу спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту в установленому порядку.

3.3. Працівники, які виконують роботи на висоті, забезпечуються запобіжними поясами згідно зі стандартом "ССБТ. Строительство. Пояса предохранительные. Общие технические условия" (ГОСТ 12.4.089-86), поясами безпеки згідно з відповідними технічними умовами або ременями безпеки згідно зі стандартом "Індивідуальне спорядження для захисту від падінь з висоти. Ремені безпеки" (ДСТУ EN 361-2001).

Випробування запобіжних поясів та ременів безпеки необхідно проводити згідно з їх експлуатаційною документацією.

3.4. Під час виконання роботи працівники зобов'язані користуватись виданими їм спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального та колективного захисту.

### 3.5. Медичне обслуговування працівників

3.5.1. На підприємстві створюється медпункт, якщо середньоспискова кількість працівників 500 осіб і більше. Медпункт, як правило, розміщується поблизу об'єктів з найбільшою кількістю працівників зі зручним під'їздом для транспорту.

3.5.2. Усі виробничі бригади і місця роботи забезпечуються аптечками з набором медикаментів, інструментів і перев'язувальних матеріалів для надання першої долікарняної допомоги.

3.5.3. Керівники підприємств зобов'язані надавати транспорт для доставки в лікувальні установи потерпілих від нещасних випадків або раптово захворілих на виробництві.

Працівники повинні знати прийоми надання першої долікарняної допомоги.

## 4. Вимоги до територій, будівель, споруд, приміщень

4.1. Експлуатація виробничих будівель, споруд та їх інженерних мереж здійснюється згідно з вимогами Положення про безпечну та надійну експлуатацію виробничих будівель і споруд, затвердженого наказом Держкоммістобудування та Держнаглядохоронпраці України від 27.11.97 N 32/288, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06.07.98 за N 424/2864 (НПАОП 45.2-4.01-98), та Правил обстежень, оцінки технічного стану та паспортизації виробничих будівель і споруд, затверджених наказом Держкоммістобудування та Держнаглядохоронпраці України від 27.11.97 N 32/288, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 06.07.98 за N 423/2863 (НПАОП 45.2-1.01-98).

4.2. Планування території підприємства повинне забезпечувати найбільш сприятливі умови для виробничого процесу.

4.3. Не дозволяється застосування відкритого вогню на території вибухопожежонебезпечних та пожежонебезпечних об'єктів, а також у місцях зберігання та переробки горючих матеріалів.

4.4. Не дозволяється проїзд автомашин, тракторів та іншого транспорту на ділянках території підприємства, де можливі скупчення горючих парів та газів. Про це повинні сповіщати відповідні написи (показчики).

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

4.6. Територія основного виробничого об'єкта повинна постійно охоронятися та бути огорожена 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 знаки безпеки і відповідні написи.

4.7. В'їзні (виїзні) ворота повинні легко відчинятися і мати запори.

4.8. Порядок доступу сторонніх осіб на територію виробничого об'єкта визначає керівник об'єкта.

4.9. Територія підприємства повинна бути рівною, мати необхідні ухили і пристрої для відведення атмосферних і поливальних вод. Вільні ділянки території повинні бути озеленені.

З настанням темряви територія об'єкта повинна освітлюватися.

Електроосвітлення повинно забезпечувати освітленість не нижче встановлених норм згідно з державними будівельними нормами "Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення" (далі - ДБН В.2.5-28:2006).

4.10. На території підприємства повинні бути проїзди для руху автомобілів і пішохідні доріжки, що мають тверде покриття, які повинні своєчасно очищатися від бруду, а взимку - від снігу і льоду.

4.11. Заглиблені резервуари, колодязі, люки повинні бути закриті врівень з прилеглою територією, а під час проведення ремонтних робіт - огорожені й освітлюватись у темну пору доби.

На території площадок, що не охороняються, приміщення повинні бути замкнені. Ключі від замків повинні перебувати в обслуговувального персоналу. Порядок зберігання і видачі ключів визначає керівник об'єкта.

4.12. Колодязі, підземні приміщення і канали підземних комунікацій (далі - колодязі), що розташовані на промплощадках і вздовж газопроводів на відстані до 15 м від них з обох боків, є газонебезпечними. Перевіряти їх на загазованість та на вміст кисню необхідно за графіком не рідше ніж один раз на квартал, а в перший рік їх експлуатації - не рідше ніж один раз на місяць. Крім того, перевіряти їх на загазованість та на вміст

кисню необхідно кожного разу перед спуском працівників у колодязі. У кришці колодязів повинен бути отвір діаметром 20 - 30 мм.

4.13. 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.

4.14. Огляд і очищення колодязів проводять з урахуванням вимог глави 10 розділу IV цих Правил після отримання задовільних результатів аналізу на загазованість.

4.15. 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 засобами індивідуального захисту, евакуювати потерпілих і надавати їм першу долікарняну допомогу.

4.16. На території промплощадок нафтогазодобувних виробництв та в межах їх охоронних зон не дозволяється розміщувати будь-які об'єкти (у тому числі й соціально-побутової інфраструктури), що не мають безпосереднього відношення до виробництва.

До технологічних установок промплощадок нафтогазодобувних виробництв належать установки збору і первинної обробки газу, осушення його, низькотемпературної сепарації газу, приготування і подачі інгібітору корозії, знесолення діетиленгліколю, сіркоочищення газу і газового конденсату, отримання пропану, регенерації метанолу, діетиленгліколю, моноетаноламіну, насосні станції легкозаймистих і горючих рідин, газорозподільні станції та ін. Термін "технологічна установка" означає виробничий комплекс будівель, споруд і обладнання, розміщений на окремій площадці підприємства і призначений для здійснення технологічного процесу з видобування природного газу.

4.17. Не дозволяється прибудовувати побутові, допоміжні й адміністративні приміщення до будівель з вибухопожежонебезпечними виробництвами і розміщувати їх в небезпечній зоні дії ударної хвилі.

4.18. Внутрішньооб'єктові автодороги повинні відповідати вимогам державних будівельних норм "Споруди транспорту. Автомобільні дороги" (ДБН В.2.3-4-2000) і будівельних норм і правил "Промышленный транспорт" (СНиП 2.05.07-91).

4.19. 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 вивішена в місцях стоянки автотранспорту, перед в'їздами (виїздами) на територію підприємства.

Транспорт при в'їзді на територію вибухопожежонебезпечних об'єктів повинен бути обладнаний іскрогасником.

4.20. Територія об'єкта повинна бути обладнана дорожніми знаками, покажчиками швидкості руху транспорту згідно зі стандартом "Знаки дорожні. Загальні технічні умови. Правила застосування" (ДСТУ 4100-2002) і знаками безпеки за стандартом "ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности" (ГОСТ 12.4.026-76).

4.21. Улаштування виробничих будівель і споруд повинно відповідати вимогам проекту, державних будівельних норм "Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва" (ДБН В.1.1-7-2002), будівельних норм і правил "Производственные здания" (СНиП 2.09.02-85\*), "Сооружения промышленных предприятий" (СНиП 2.09.03-85), "Административные и бытовые здания" (СНиП 2.09.04-87) і цих Правил.

4.22. Підприємство (підрозділ, служба тощо) зобов'язане мати масштабні плани своїх комунікацій з точними прив'язками і надійними реперами. Підприємства, що функціонують на відчуженій території, зобов'язані мати також плани комунікацій інших підприємств на цій території. У разі зміни схеми комунікацій чи введенні нових зміни і доповнення у плани повинні вноситися у 10-денний термін.

4.23. Мінімальні відстані об'єктів облаштування нафтових і газових родовищ до будівель і споруд наведені в додатку 2.

Відстань між спорудами повинна відповідати вимогам будівельних норм і правил "Генеральные планы промышленных предприятий" (СНиП II-89-80).

Мінімальні відстані між будівлями і спорудами об'єктів облаштування нафтового родовища та мінімальні відстані між будівлями і спорудами, які розміщуються на території підприємства з видобування природного газу, наведені відповідно в додатках 3 і 4.

4.24. Виробничі будівлі і споруди закріплюються за виробничими підрозділами підприємства. Начальники підрозділів є особами, що відповідають за експлуатацію, протипожежний стан, збереження і ремонт закріплених за ними споруд, будівель або окремих приміщень.

4.25. Не дозволяється проводити перепланування виробничих приміщень без проекту. Проект перепланування не повинен допускати зниження межі вогнестійкості будівельних конструкцій і погіршення умов евакуації людей у разі можливих аварійних ситуацій.

4.26. Попереджувальне фарбування елементів конструкцій споруд, небезпечних щодо можливих аварійних ситуацій та нещасних випадків на виробництві, частин виробничого обладнання, засобів пожежогасіння, оформлення знаків безпеки як у приміщеннях, так і на території підприємства повинно відповідати вимогам ГОСТ 12.4.026-76.

4.27. Виробничі приміщення повинні мати не менше двох входів (виходів), розташованих з протилежних боків приміщення. Вікна і двері приміщення повинні відкриватися назовні. Підлога повинна бути з вогнестійких матеріалів.

4.28. На вході до приміщень повинні бути вивішені таблички з позначенням категорії приміщення щодо вибухопожежної і пожежної небезпеки згідно з "Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. ОНТП 24-86", затвердженим Міністерством внутрішніх справ СРСР від 27.02.86 (НАПБ Б.07.005-86), і класом зони.

4.29. Входи до приміщень повинні бути улаштовані тамбур-шлюзами або повітряно-тепловими завісами в холодну пору року.

4.30. Кожне виробниче приміщення повинне мати не менше одного основного проходу шириною не менше 1,5 м.

4.31. Автоматичне пожежогасіння і пожежну сигналізацію в будівлях необхідно передбачати згідно з Переліком однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню автоматичними установками пожежогасіння та пожежної сигналізації, затвердженим наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 22.08.2005 N 161, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 05.09.2005 за N 990/11270 (НАПБ Б.06.004-2005).

4.32. Усі приміщення повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння відповідно до Типових норм належності вогнегасників, затверджених наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 02.04.2004 N 151, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 29.04.2004 за N 554/9153 (НАПБ Б.03.001-2004).

4.33. Куріння на підприємстві дозволяється лише в спеціально відведених місцях за погодженням з органами державного пожежного нагляду України. Ці місця повинні бути обладнані урнами і ємностями з водою, а також написами "Місце для куріння".

4.34. Обладнання на об'єкті повинно розташовуватися так, щоб була можливість зручного і безпечного його обслуговування і ремонту. Відстань між обладнанням та відстань від обладнання до стін будівлі повинна бути не менше ніж 1 м, а ширина робочого проходу не менше ніж 0,75 м.

4.35. 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. Залежно від кількості робочих змін зовнішнє освітлення території і окремих об'єктів допускається вмикати лише під час огляду або ремонту обладнання.

Штучне освітлення виконується відповідно до вимог Правил устрою електроустановок, затверджених наказом Міністерства СРСР від 01.01.85 (далі - ПУЕ), СН 433-79, норм технологічного проектування "Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы", затверджених Мінгазпромом СРСР (ОНТП 51-1-85), ДСП-173-96 і ДБН В.2.5-28:2006. Норми штучного освітлення виробничих об'єктів наведено в додатку 5. На автоматизованих площах, де свердловини обслуговуються лише в денний час, установка світильників не обов'язкова. Для вмикання переносних світильників (під час проведення аварійних робіт у темний час доби) біля свердловини встановлюється розетка.

4.36. 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.

4.37. Заміри рівня освітленості необхідно проводити перед введенням об'єкта в експлуатацію, а також після реконструкції приміщень, систем освітлення.

4.38. Об'єкти, для обслуговування яких потрібний підйом працівника на висоту до 0,75 м, обладнуються сходами, а на висоту понад 0,75 м - сходами з поручнями.

4.39. Маршові сходи повинні мати ухил не більше ніж  $60^\circ$ , ширина сходів повинна бути не менше ніж 0,7 м, сходи для перенесення вантажів - не менше ніж 1 м, а ширина проступів повинна бути не менше ніж 0,25 м. Відстань між сходами за висотою повинна бути не більше ніж 0,25 м. Східці повинні мати ухил усередину від  $2^\circ$  до  $5^\circ$ . З обох боків сходи повинні мати бічні планки чи бортову обшивку заввишки не менше ніж 0,10 м, що унеможливує прослизання ніг людини. Сходи повинні бути з обох боків обладнані поручнями заввишки не нижче ніж 1,0 м за вертикаллю від передньої грані сходищів, з подовжніми планками через 0,4 м і стійками через 2 м.

4.40. 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 сходищів 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 сходами сходів тунельного типу і сходів-драбин повинна бути не більше ніж 0,35 м.

4.41. Робочі площадки на висоті повинні мати настил, виконаний з металевих листів завтовшки не менше ніж 3 мм, з поверхнею, яка унеможливує ковзання, або дощок завтовшки не менше ніж 40 мм, поручні заввишки не нижче ніж 1,0 м з подовжніми планками, розташованими на відстані не більше ніж 0,4 м одна від одної, і борт заввишки не менше ніж 0,10 м, що утворює з настилом зазор не більше ніж 0,01 м для стікання рідини.

4.42. Не дозволяється застосування дерев'яних настилів для вибухопожежонебезпечних виробництв (установки комплексної підготовки нафти, газу, резервуарні парки тощо).

4.43. Висота захисних огорожень повинна відповідати вимогам стандарту "ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные" (ГОСТ 12.2.062-81), висота бортового елемента захисних огорожень повинна бути не менше ніж 0,1 м.

4.44. Побутові приміщення і приміщення для відпочинку повинні відповідати вимогам СНиП 2.09.04-87.

4.45. Адміністрація підприємства зобов'язана забезпечити всіх, хто працює поблизу місць роботи, питною водою, що відповідає санітарним нормам.

4.46. Засоби аварійної сигналізації і контролю стану повітряного середовища повинні бути справними, а їх працездатність - перевірятись не рідше ніж один раз на місяць.

4.47. При виконанні ремонтно-відновлювальних робіт тимчасові амбари і котловани, обвалування яких виступає над поверхнею землі менше ніж на 1 м, повинні бути огорожені, а в темний час доби - освітлені.

4.48. На кожному об'єкті повинні бути встановлені межі небезпечних зон, на території яких вогневі роботи можуть проводитись лише за нарядом-допуском.

4.49. На території об'єктів виділяється постійне місце (площадка), обладнане необхідними засобами для проведення поточних робіт з електрозварювання і газорізання металу.

4.50. Газонебезпечні і пожежонебезпечні місця повинні бути нанесені на плани виробничих площадок, а перелік цих місць повинен бути затверджений керівництвом підприємства.

## **5. Загальні вимоги до обладнання та інструменту**

5.1. Обладнання, інструмент і КВП повинні відповідати вимогам стандарту "ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности" (ГОСТ 12.2.003-91), стандарту "ССБТ. Оборудование буровое. Требования безопасности" (ГОСТ 12.2.041-79).

5.2. Експлуатація машин, механізмів та обладнання підвищеної небезпеки здійснюється після отримання дозволу Держгірпромнагляду згідно з вимогами НПАОП 0.00-4.05-03 та з урахуванням вимог Порядку проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 26.05.2004 N 687 (НПАОП 0.00-6.18-04).

5.3. Обладнання закордонного виробництва, яке використовується в нафтогазодобувній промисловості і потребує обов'язкової сертифікації, повинне мати сертифікат, що видається органами сертифікації відповідно до стандарту "Система сертифікації УкрСЕПРО. Порядок проведення сертифікації продукції" про його відповідність чинним в Україні нормативним вимогам (ДСТУ 3413-96).

5.4. Технологічні системи, їх окремі елементи, обладнання повинні бути оснащені необхідними засобами регулювання і блокування, що забезпечують їх безпечну експлуатацію.

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



5.6. На вантажопідйомних машинах і механізмах повинні бути реєстраційні номери, зазначені дата наступного технічного огляду і вантажопідйомність. На посудинах, що працюють під тиском, парових котлах повинні бути реєстраційні номери, зазначені дата наступного технічного огляду і дозволений тиск.

5.7. Обладнання повинне бути встановлене на міцних фундаментах, виконаних відповідно до проекту чи вимог інструкцій з монтажу (експлуатації), що забезпечують його нормальну роботу.

5.8. Для вибухопожежонебезпечних технологічних об'єктів, обладнання і трубопроводи яких у процесі експлуатації піддаються вібрації, у проекті необхідно передбачити заходи для її зниження, унеможливлення значного (аварійного) переміщення, зрушення, руйнування обладнання і розгерметизації систем.

5.9. У разі виявлення невідповідності обладнання вимогам безпеки та технічної документації її необхідно усунути до початку експлуатації.

5.10. Елементи обладнання, що можуть служити джерелом небезпеки для працівників, а також поверхні огорожувальних і захисних пристроїв повинні бути пофарбовані в сигнальні кольори відповідно до ГОСТ 12.4.026-76.

5.11. Під час пуску в роботу або зупинки обладнання (апаратів, ділянок трубопроводів тощо) повинні передбачатись заходи щодо запобігання утворенню в технологічній системі вибухонебезпечних сумішей (продування інертним газом, контроль за ефективністю продувки тощо), а також пробок унаслідок гідратування чи замерзання рідин.

5.12. На металевих частинах технологічних будівель і споруд та обладнання, що можуть опинитися під напругою, повинні бути конструктивно передбачені видимі елементи для з'єднання захисного заземлення згідно з ПУЕ. Поруч з цим елементом зображується символ "Заземлення".

5.13. Ланцюгові та пасові передачі, відкриті частини обладнання, що рухаються і обертаються, джерела випромінювання тощо, які можуть бути причиною травмування або шкідливого впливу на персонал, повинні огорожуватись або екрануватись відповідно до ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.062-81. Таке обладнання оснащується системами блокування, які передбачені підприємствами-виробниками.

Обладнання з джерелами іонізуючого випромінювання повинне бути оснащене захисними екранами відповідно до вимог стандарту "ССБТ. Аппаратура скважинная геофизическая с источниками ионизирующих излучений. Общие требования радиационной безопасности" (ГОСТ 12.2.034-78).

5.14. Температура зовнішніх поверхонь обладнання і кожухів теплоізоляційних покриттів не повинна перевищувати температури самозаймання найбільш вибухопожежонебезпечного продукту, а в місцях, доступних для обслуговувального персоналу, повинна унеможливлювати опіки.

5.15. 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.

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

5.17. На нагнітальному трубопроводі відцентрових насосів і компресорів повинно передбачатись установа зворотного клапана чи іншого пристрою для запобігання переміщенню речовин, що транспортуються, у зворотному напрямку та, в разі потреби, запобіжного клапана.

На нагнітальній лінії поршневого насоса до запірної пристрою повинні бути встановлені манометр та запобіжний клапан або електроконтактний манометр, а на викидній лінії відцентрових насосів - манометр і зворотний клапан.

5.18. Насоси, що використовуються для нагнітання легкозаймистих і горючих рідин, у разі відсутності постійного контролю за їх роботою з боку обслуговувального персоналу повинні оснащуватись засобами попереджувальної сигналізації про порушення параметрів роботи, що впливають на безпеку.

5.19. Нагнітальні трубопроводи після їх монтажу, а також після ремонту із застосуванням зварювання повинні бути опресовані на півторакратний очікуваний робочий тиск.

5.20. Лебідки, крани та інші вантажопідйомні механізми повинні відповідати вимогам Правил будови і безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів, затверджених наказом Держгірпромнагляду від 18.06.2007 N 132, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 09.07.2007 за N 784/14051 (НПАОП 0.00-1.01-07), та технічної документації підприємств-виробників.

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

5.22. У вибухонебезпечних приміщеннях, на зовнішніх вибухонебезпечних об'єктах і при виконанні газонебезпечних робіт необхідно застосовувати іскробезпечний інструмент (обміднений або густо змащений солідолом).

5.23. Робочий інструмент необхідно зберігати в інструментальній шафі, переносному ящику чи сумці. Для гострого інструменту застосовують спеціальні упаковки.

Інструмент повинен бути справний, правильно загострений і відповідати умовам роботи.

5.24. При роботі необхідно використовувати гайкові ключі, розміри яких відповідають розмірам гайок, на робочих площинах ключів не повинно бути збитих скосів, а на ручках - задирок.

Не дозволяється відкручувати і закручувати гайки, закладаючи між ними та ключем металеві пластини, а також нарощувати ручку ключа за допомогою іншого ключа чи обрізка труби.

5.25. При роботах з ударним інструментом (зубилом, пневмозубилом та в інших випадках, коли можливе відлітання осколків) необхідно застосовувати засоби індивідуального захисту - окуляри, каски, маски, а для захисту оточуючих від уламків - установлювати захисні ширми.

5.26. При роботі на висоті інструмент необхідно прив'язувати і переносити в спеціальних сумках. Інструмент, який застосовується при роботі в котловані чи траншеї, дозволяється класти не ближче ніж 0,5 м від країв. Подавати інструмент на висоту необхідно за допомогою фала. Не дозволяється класти інструмент на поручні огорожень, на неогорожені краї площадок, котлованів, люків, колодязів або ємностей.

5.27. Не дозволяється експлуатація обладнання, механізмів, інструменту в несправному стані чи при несправних пристроях безпеки (блокувальні, фіксуючі та сигнальні пристрої і прилади), якщо вони передбачені технічною документацією підприємства-виробника, а також з перевищенням робочих параметрів понад паспортні.

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

5.29. Ремонт обладнання повинен проводитись тільки після відключення автомата чи рубильника 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 вивіщується плакат "Не вмикати - працюють люди!".

## **6. Вимоги до електрообладнання**

### **6.1. Організаційно-технічні вимоги**

6.1.1. Проектування, монтаж, налагодження, випробування і експлуатація електрообладнання бурових і нафтогазопромислових установок повинні проводитись відповідно до вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України від 09.01.98 N 4, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 10.02.98 за N 93/2533 (НПАОП 40.1-1.21-98), Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Мінпаливенерго від 25.07.2006 N 258, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 25.10.2006 за N 1143/13017 (ПТЕ ЕС), Правил улаштування електроустановок, затверджених Міненерго СРСР 04.07.84 (ПУЕ), Правил пожежної безпеки в Україні, затверджених наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 19.10.2004 N 126, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 04.11.2004 за N 1410/10009 (НАПБ А.01.001-2004), та Правил охорони електричних мереж, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.97 N 209.

6.1.2. Відстань по горизонталі від крайнього проводу повітряної лінії електропередачі напругою 6 кВ - 10 кВ (при найбільшому його відхиленні) до приміщення

насосної, побутових та інших споруд бурової установки має бути не менше 2 м, а для повітряної лінії до 1 кВ - не менше 1 м.

6.1.3. Комірки розподільних пристроїв бурових установок, розрахованих на напругу 6 кВ, повинні бути обладнані блокуванням, що унеможливилює:

- а) проведення операції з роз'єднувачем при ввімкненому вимикачі або високовольтному контакторі;
- б) ввімкнення роз'єднувача при відкритих задніх дверях комірки;
- в) відкриття задніх дверей при ввімкненому роз'єднувачі.

6.1.4. Для забезпечення безпеки людей металеві частини електроустановок, корпуси електрообладнання та їх приводи улаштовуються відповідно до пункту 5.12 глави 5 розділу IV цих Правил і застосовуються заходи захисту згідно з вимогами ПУЕ.

6.1.5. Для визначення технічного стану заземлювального пристрою повинні проводитися:

- а) зовнішній огляд видимої частини заземлювального пристрою;
- б) огляд з перевіркою ланцюга між заземлювачем і елементами, що заземлюються (виявлення обривів і незадовільних контактів у провіднику, що з'єднує апарат із заземлювальним пристроєм), а також перевірка пробивних запобіжників трансформаторів;
- в) вимірювання опору заземлювального пристрою (з оформленням протоколу вимірювання);
- г) перевірка надійності з'єднань природних заземлювачів;
- г) вибіркове розкриття ґрунту для огляду елементів заземлювального пристрою, що розміщується в землі.

6.1.6. Ремонт обладнання з приводом від електродвигуна можна проводити лише після виконання організаційних і технічних заходів, що унеможливлюють випадкове вмикання електроприводу, відповідно до НПАОП 40.1-1.21-98.

6.1.7. Для забезпечення ремонту комутаційної апаратури в розподільному пристрої бурової установки зі зняттям напруги на вводі кожної живильної лінії слід передбачити лінійний роз'єднувач.

6.1.8. Кожна бурова установка повинна бути забезпечена переносним світильником напругою не більше 12 В у вибухозахищеному виконанні.

6.1.9. Блискавкозахист нафтогазопромислових об'єктів повинен здійснюватися відповідно до вимог керівного документа "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" (РД 34.21.122-87).

6.1.10. Для організації безпечного обслуговування електроустановок повинні бути чітко визначені і оформлені розпорядженням керівництва підприємства межі обслуговування їх електротехнічним персоналом, призначені відповідальні за електрогосподарство підприємства і його структурних підрозділів відповідно до НПАОП 40.1-1.21-98.

6.1.11. Електротехнічні і електротехнологічні працівники, які допускаються до роботи в електроустановках, з електрифікованим інструментом, машинами і механізмами з електроприводом, повинні мати кваліфікаційну групу з електробезпеки відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98, ПТЕ ЕС.

6.1.12. Експлуатація електроустановок у вибухонебезпечних і пожежонебезпечних зонах повинна виконуватись відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98, НАПБ А.01.001-2004.

## **6.2. Вимоги щодо забезпечення вибухобезпеки**

6.2.1. Електрообладнання (машини, апарати, пристрої), контрольно-вимірювальні прилади, 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 стан вибухозахисту, який відповідає категорії і групі вибухонебезпечної суміші.

6.2.2. Установлення у вибухонебезпечних зонах класів 0, 1, 2 вибухозахищеного електрообладнання, яке не має маркування за вибухозахистом, виготовленого неспеціалізованими підприємствами або відремонтованого зі зміною вузлів і деталей, які забезпечують вибухозахист, без сертифіката на відповідність не допускається.

6.2.3. Не дозволяється експлуатація електрообладнання при несправних засобах вибухозахисту, блокуваннях, порушеннях схем керування і захисту.

## **7. Вимоги до сталевих канатів**

7.1. Сталеві канати, що використовуються як вантажні, несучі, тягові стропи, а також для оснащення вантажно-розвантажувальних пристроїв, повинні відповідати вимогам НПАОП 0.00-1.01-07.

Сталеві канати, що використовуються для талевої системи бурових установок і агрегатів з ремонту свердловин, повинні відповідати вимогам стандарту "Канаты стальные талевые для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения" (ГОСТ 16853-88).

Експлуатація цих канатів здійснюється згідно з інструкціями з їх експлуатації, що діють на підприємстві.

7.2. Під час будівництва 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 складати не менше двох.

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

7.4. За станом каната повинен бути встановлений контроль. Частота оглядів каната визначається залежно від характеру і умов роботи. Вибраковування і заміна канатів здійснюються відповідно до критеріїв, які встановлені НПАОП 0.00-1.01-07 та ГОСТ 16853-88.

7.5. Не дозволяється використовувати зрошені канати для оснащення талевої системи бурової установки, агрегатів для освоєння і ремонту свердловин, а також для підняття бурових вишок і щогл, виготовлення розтяжок, вантажопідйомних стропів, утримуючих, робочих і страхових канатів.

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

Не дозволяється рубання усіх талевих канатів з використанням електрозварювання.

## **8. Вимоги до будівельних машин, механізмів, спеціальної техніки**

8.1. З метою покращення контролю за використанням транспорту та виконанням водіями правил дорожнього руху і правил охорони праці на транспорті передбачається обов'язкове нанесення логотипу підприємства та його структурних одиниць на правій та лівій дверях кабіни водія.

8.2. Технологічний транспорт, що не підлягає експлуатації на вулично-дорожній мережі загального користування, реєструється згідно з вимогами Правил державної реєстрації та обліку великотоннажних автомобілів та інших технологічних транспортних засобів, що не підлягають експлуатації на вулично-дорожній мережі загального користування, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України від 01.07.2004 N 163, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 15.07.2004 за N 888/9487 (НПАОП 0.00-1.09-04).

### **8.3. Будівельні машини**

8.3.1. Експлуатацію, технічне обслуговування та ремонт будівельних машин необхідно проводити відповідно до вимог стандарту "ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации" (ГОСТ 12.3.033-84).

8.3.2. До експлуатації допускаються будівельні машини в справному стані. Перелік несправностей, при яких не дозволяється експлуатація машин, визначається експлуатаційною документацією.

8.3.3. При використанні машин у режимах, які встановлені експлуатаційною документацією, рівні шуму, вібрації та стан повітря не повинні перевищувати норм, установлених стандартом "ССБТ. Шум. Общие требования безопасности" (ГОСТ 12.1.003-83), стандартом "ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования" (ГОСТ

12.1.012-90), стандартом "ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны" (ГОСТ 12.1.005-88).

#### 8.4. Установка парогенераторна пересувна

8.4.1. При прибутті 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 так, щоб, перебуваючи біля пульта керування парогенератором, машиніст міг спостерігати за працівниками. Не дозволяється встановлювати УПП під силовими та освітлювальними лініями електропередачі.

8.4.2. У період теплової обробки об'єкти та агрегат повинні бути оснащені попереджувальними плакатами "Обережно! Теплова обробка". Плакати повинні встановлюватись з чотирьох боків на відстані 20 м.

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

8.4.4. Під час роботи УПП не дозволяється:

а) перебувати стороннім особам на установці та в зоні її дії при проведенні робіт з теплової обробки;

б) проводити ремонтні роботи на усті свердловини та технологічних трубопроводах;

в) проводити профілактичні роботи при включеній трансмісії;

г) перевищувати температуру пари вище 310° С, тиск пари вище 10 МПа (100 кг/см<sup>2</sup>);

г) працювати в темний час доби при недостатньому освітленні;

д) залишати установку без нагляду.

8.4.5. При аваріях і ремонтах на об'єктах обробки, на паропроводі чи на установці подача пари повинна бути припинена, тиск зменшений до атмосферного, установка повинна бути вимкнена.

8.5. Установка для механічного завантаження, розвантаження і перевезення установок електровідцентрового насоса

8.5.1. Установка призначена для механічного завантаження і розвантаження, перевезення з майстерень на свердловини та назад установок ЕВН, сталевих барабанів з кабелем, які використовуються при видобуванні нафти і газу.

8.5.2. Площадки для розміщення установки при вантажно-розвантажувальних роботах повинні бути з горизонтальним нахилом не більше 3°. При установленні крана в робоче положення відхилення колони крана від вертикального положення повинно бути не більше 2°.

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

8.5.4. На кожній установці повинні бути журнали, де особа, відповідальна за безпечне проведення робіт з переміщення вантажів кранами, робить відмітку "Установлення установки перевірів, роботу крана дозволяю".

8.5.5. Завантаження і розвантаження обладнання повинно здійснюватись гідравлічним краном. Завантаження барабана з кабелем виконується за допомогою лебідки, яка розміщена позаду кабіни автомобіля, шляхом накочування його по опущених трапах на раму.

8.5.6. Кріплення барабана при транспортуванні проводиться розтяжками, решта обладнання укладається на раму - насоси, електродвигуни та протектори укладаються на площадці рами на призми і закріплюються хомутами.

Не дозволяється перевезення незакріпленого вантажу.

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

8.5.8. Усі вантажозахоплювальні пристрої повинні пройти випробування та мати клеймо, де вказується вантажопідйомність.

8.5.9. Не дозволяється:

а) піднімання вантажів вагою, яка перевищує 750 кг, при максимальному вильоті стріли;

б) підтягування вантажу під стрілу гідрокраном установки;

в) робота установки на пожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах без іскрогасника;

г) обслуговувальному персоналу перебувати під вантажем та на шляху його пересування: позаду кабельного барабана при його завантаженні на установку, попереду при розвантажуванні, поряд з натягнутим канатом, у зоні повороту відкидних трапів;

г) натягування та скочування кабельного барабана без запобіжної осі;

д) перевезення людей на платформі установки.

Проведення вантажно-розвантажувальних робіт в охоронній зоні ліній електропередачі виконується за нарядом-допуском.

8.5.10. При виявленні пошкоджень та несправностей необхідно негайно припинити роботу та доповісти відповідальній особі, вжити заходів щодо їх усунення.

8.6. Агрегат для депарафінізації пересувний



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

8.6.2. При прибутті на об'єкт АДП необхідно встановлювати з навітряного боку на раніше підготовлену площадку на відстані не ближче ніж 25 м від устя свердловини.

8.6.3. Перед початком роботи агрегату на свердловині всі високонапірні трубопроводи повинні бути опресовані насосом агрегату під тиском, який перевищує в 1,5 рази тиск, що очікується під час роботи, але не вищим 16 МПа (160 кгс/см<sup>2</sup>).

8.6.4. Не дозволяється під час роботи агрегату стороннім особам перебувати на агрегаті та в зоні його дії.

8.6.5. 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.

8.6.6. При обв'язці агрегату зі свердловиною, а також для різьбових з'єднань повинен застосовуватись інструмент, який не дає іскри при ударах.

8.6.7. Під час роботи агрегату не дозволяється:

- а) чистити та змащувати рухомі частини агрегату;
- б) знімати огороження або окремі їх частини;
- в) зупиняти рухомі частини механізмів підкладанням під них сторонніх предметів;
- г) направляти, одягати, знімати, підтягувати чи ослабляти пасові передачі;
- г) працювати при виявленні протікання нафти чи палива через негерметичні з'єднання.

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

8.6.9. Агрегат повинен бути терміново зупинений та роботи повинні бути припинені за таких умов:

- а) при виникненні загорання на агрегаті;
- б) при пориві технологічних трубопроводів;
- в) при виявленні несправностей в трансмісії приводу обладнання (пошкодження паса, сторонні шуми чи стуки в насосах або редукторах та ін.);
- г) при інших порушеннях нормальної та безпечної роботи систем агрегату, які загрожують безпеці обслуговувального персоналу.

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

## **9. Перевезення працівників**

9.1. Перевезення працівників повинно здійснюватись автобусами або вахтовими машинами відповідно до Правил дорожнього руху, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 10.10.2001 N 1306.

9.2. На підприємствах оформляються схеми маршрутів, де вказані відстані до кінцевих пунктів і місця зупинок. Схеми погоджуються з керівництвом транспортної організації, яка надає транспорт, та затверджуються керівником підприємства.

9.3. Не дозволяється перевезення у вахтовому автобусі сторонніх осіб.

9.4. Не дозволяється перевезення у вахтовому автобусі разом з пасажирами їдких, отруйних, горючих, вибухонебезпечних, токсичних речовин, а також інструменту, вузлів обладнання та механізмів.

9.5. Під час перевезення працівників в автобусі не дозволяється курити.

## **10. Виконання робіт в закритих просторах**

10.1. Роботи в закритих просторах (ємностях, апаратах, колодязях тощо) виконуються відповідно до наряду-допуску на виконання робіт підвищеної небезпеки, форма якого наведена в додатку 1. Не дозволяється змінювати обсяги робіт, передбачених нарядом-допуском.

10.2. Особа, відповідальна за виконання робіт, зобов'язана особисто оглянути місце роботи і умови, у яких ця робота повинна виконуватись, та впевнитись у тому, що ємність, апарат або колодязь підготовлені до роботи.

10.3. Для виконання робіт у закритих просторах працівники повинні забезпечуватись:

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

б) захисним поясом з рятувальним фалом;

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

г) шланговим протигазом з набором масок зі шлангом, довжина якого повинна бути на 2 м більше глибини закритого простору;

г) газоаналізатором;

д) переносними попереджувальними знаками безпеки;

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

10.4. Не дозволяється одночасне виконання електрозварювальних та газополум'яних робіт усередині закритих просторів.

10.5. Під час роботи всередині закритого простору дозволяється користуватись тільки світильником напругою не вище 12 В у вибухозахищеному виконанні. Вмикання і вимикання світильника необхідно виконувати поза ємністю. Не дозволяється користуватись джерелом світла з відкритим вогнем.

10.6. У випадках виявлення несправностей в засобах захисту, пристроях, інструментах працівники повинні припинити роботу, повідомити про це особу, відповідальну за безпечне виконання робіт.

10.7. Перед початком роботи працівники повинні:

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

б) підготувати необхідний інструмент та перевірити його справність;

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

г) перевірити міцність скоб чи драбин за допомогою жердини.

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

10.9. 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.

10.10. Ємності, апарати залежно від продуктів, які були в них, перед розкриттям повинні бути продуті гострою водяною парою або інертним газом, а в разі потреби - промиті водою і продуті чистим повітрям.

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

10.11. 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.

10.12. 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.

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

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

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

Повітрязабірний патрубок шланга протигазу 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.

10.15. Робота всередині закритого простору без шлангового протигазу допускається лише за наявності в ємності не менше 16 % об. кисню і концентрації шкідливих газів нижче граничнодопустимих, передбачених санітарними нормами, та за умови обов'язкової наявності шлангового протигазу в працівника, що перебуває в закритому просторі.

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

Рятувальний пояс повинен надягатись поверх одягу, мати хрестоподібні лямки; прикріплений до нього рятувальний фал повинен бути завдовжки на 2 м більше глибини закритого простору, але не більше 10 м.

Рятувальний фал прив'язують до кільця пояса 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.

10.17. У разі потреби перебування в закритому просторі більшої кількості працівників у наряд-допуск повинні бути внесені додаткові заходи безпеки, що передбачають збільшення кількості спостерігачів (не менше одного спостерігача на одного працівника в ємності), порядок входу і евакуації працівників, порядок розміщення шлангів, забірних патрубків протигазів, сигнально-рятувальних фалів, наявність засобів зв'язку і сигналізації на місці проведення робіт та ін.

При роботі усередині ємності, апарату двох і більше осіб повітряні шланги і рятувальні фали повинні розміщуватись у діаметрально протилежних напрямках. При цьому необхідно виключити взаємне перехрещування і перегинання шлангів як зовні, так і всередині ємності, апарату.

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

10.19. Під час виконання робіт усередині ємності, апарату спостерігачі повинні перебувати біля ємності, апарату, вести безперервний нагляд за працівником, за справним станом шланга, розміщенням забірної патрубка в зоні чистого повітря і не допускати перегинань шланга.

Не дозволяється відволікати на інші роботи страхуючих працівників до тих пір, поки працівник у закритому просторі не вийде на поверхню.

10.20. Спостерігачі повинні бути в такому самому спорядженні, що і працівник у ємності, апараті, і бути готовими надати йому негайну допомогу.

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

10.22. 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.

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

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

10.25. Роботи всередині закритих просторів, у яких можливе утворення вибухопожежонебезпечних сумішей, повинні проводитись за допомогою інструменту та інвентарю, що унеможливають іскроутворення. Не дозволяється проведення робіт усередині закритих просторів у комбінезонах, куртках та іншому верхньому одязі з матеріалів, що електризуються.

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

10.27. 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 спорудження свердловин є робочий проект, розроблений відповідно до державних будівельних норм "Проектування. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва" (ДБН А.2.2-3-2004) з урахуванням вимог цих Правил та інших нормативно-технічних документів.

Дозволяється спорудження свердловини за проектом прив'язки, виконаним відповідно до будівельних норм "Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ" (ВСН 39-86).

Крім того, під час будівництва свердловини необхідно керуватись вимогами Єдиних технічних правил ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах, затверджених Мінгазпромом, Міннафтопромом, Мінгео СРСР від 09.09.82 (НПАОП 11.2-1.18-82).

1.2. Підготовчі і вишкомонтажні роботи розпочинаються за наявності затвердженого робочого проекту на будівництво свердловини та видачі вишкомонтажній бригаді наряду на їх проведення.

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

1.4. Площадки для бурової установки необхідно планувати з урахуванням природного ухилу місцевості і забезпечення руху стічних вод до системи їх збору.

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 проектом, який затверджується керівництвом підприємства, що здійснює вишкомонтажні роботи, після погодження траси із зацікавленими організаціями. Робота виконується під керівництвом відповідальної посадової особи вишкомонтажного цеху.

У проекті визначаються:

- а) способи транспортування обладнання;
- б) траса пересування обладнання і шляхи руху підтримувальної техніки;

в) способи подолання ровів, ярів, вирубки лісу, вирівнювання траси, переходу через дороги, лінії електропередач;

г) кількість техніки - основної і допоміжної;

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

д) 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 Держгірпромнагляду від 27.03.2007 N 62, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 04.06.2007 за N 573/13840 (НПАОП 0.00-1.15-07).

1.8. Не дозволяються роботи на висоті з монтажу, демонтажу та ремонту бурових вишок і щогл, а також пересування бурових вишок у вертикальному положенні в нічний час, при вітрі понад 15 м/с, під час грози, зливи і сильного снігопаду, при ожеледі, тумані з горизонтальною видимістю менше 50 м, при температурі повітря нижче мінус 30° С.

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

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

1.11. Не дозволяється монтаж, демонтаж бурової вишки, у тому числі стягування її з устя свердловини, за наявності тиску на усті свердловини.

При монтажі і демонтажі бурових вишок та щогл повинні застосовуватись підйомники і лебідки з номінальною вантажопідйомністю не менше максимального навантаження, яке може виникнути в процесі роботи. До роботи на висоті при монтажі і демонтажі бурових вишок та щогл, а також до їх ремонту допускаються тільки досвідчені монтажники зі стажем роботи не менше одного року.

Бурові вишки, які перебувають в аварійному стані, розбирати не дозволяється - вони мають бути повалені.

При підніманні секцій бурової вишки підйомником, при підніманні бурової вишки у вертикальне положення після її монтажу, при переміщенні бурової вишки і блоків бурової установки всі працівники, не зайняті цією роботою, повинні перебувати на відстані, що перевищує висоту підняття секції (бурової вишки) не менше ніж на 10 м. При перервах у роботі змонтована частина бурової вишки повинна встановлюватись на бруси, а підйомник повинен бути розвантажений.

Не дозволяється працівникам перебувати на блоці та під блоком під час підймання і опускання його домкратами або іншими механізмами, а також при стягуванні блока з фундаменту і встановленні його на фундамент.

## 2. Бурові установки. Бурове обладнання та інструмент

2.1. Бурові установки повинні відповідати вимогам ГОСТ 12.2.003-91, технічній документації підприємств-виробників та бути оснащені такими системами безпеки:

- а) обмежувачем висоти підйому талевого блока;
- б) блокувальними пристроями щодо попередження вмикання бурової лебідки при знятих задніх щитах огороження;
- в) автозатягувачем квадрата в шурф;
- г) блокувальними пристроями щодо попередження вмикання ротора при піднятих клинах ПКР;
- г) запобіжними пристроями на випадок перевищення тиску в трубопроводах господарської лінії очисно-циркуляційної системи і нагнітальної лінії блока хімреагентних ємностей на 10 - 15 % вище допустимого тиску;
- д) системою циркуляційних 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;
- е) ємностями для запасу бурового розчину у відповідних проекту об'ємах;
- є) механізмами для приготування, оброблення, обважнення, очищення, дегазації і перемішування розчину, збору шламу та відпрацьованої рідини при безамбарному бурінні;
- ж) пристроєм для осушення повітря пневмосистеми бурової установки;
- з) заспокоювачем ходового кінця талевого каната;
- и) системою обігріву підсвічника та робочого місця бурильника;
- і) системою оперативного зв'язку бурильника з верховим працівником;
- ї) первинними засобами пожежогасіння;
- й) приладом для автоматичного відключення бурової лебідки при перевантаженні талевої системи і вишки (якщо він передбачений конструктивно і поставляється підприємством-виробником).

2.2. Пересувна люлька верхового працівника повинна бути оснащена системами безпеки та блокування згідно з технічною документацією підприємства-виробника.

2.3. Освітленість робочих місць бурових установок повинна бути не менше:



- а) для роторного столу - 100 лк;
- б) для шляху руху талевого блока - 30 лк;
- в) для приміщення лебідкового і насосного блоків, превентора - 75 лк;
- г) для сходів, маршів, спусків, приймальних містків - 30 лк.

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

2.5. Керування буровою лебідкою повинне здійснюватися з пульта бурильника, пуск бурових насосів у роботу - з місцевого пульта, а зупинка - з пульта бурильника та місцевого пульта.

2.6. Роботи на приймальних містках бурової із затягування і викидання труб, з обслуговування гідравлічних блоків бурових насосів повинні бути механізовані. Вантажопідйомні 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 оглядатись 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. Не дозволяється використання деформованих ємностей як доливних, якщо деформація ускладнює користування ємністю за призначенням.

Об'єм доливної ємності повинен бути на 20 % більше максимального об'єму бурильного інструменту, який перебуває у свердловині.

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

Для контролю за її станом та приведення до ладу рівнеміра місткість повинна мати сходи тунельного типу.

Нормальний стан ємності - порожня, очищена від осаду. Її необхідно заповнювати лише перед підйомом та негайно після його завершення звільняти від залишків розчину.

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

- а) засобів автоматизації, механізації і пультів керування;

- б) підсвічника, що обігривається, зі стіканням розчину;
- в) повітро-, масло-, паливопроводів і засобів системи обігріву;
- г) механізму кріплення нерухомого кінця талевого каната;
- г) механізму зі зміни положення машинних ключів по висоті;
- д) механізму кріплення страхових і робочих канатів машинних ключів;
- е) шурфів для встановлення ведучої труби, допоміжних шурфів для нарощування.

2.10. Роботи з установа 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 шланга.

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

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. Повинна бути забезпечена можливість подачі цементувальним агрегатом рідини в нагнітальний маніфольд як через стояк, так і від ємностей ЦС.

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

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

Бурове обладнання та інструмент повинні мати технічний паспорт або інші експлуатаційні документи, у які вносяться дані про його експлуатацію, ремонт і дефектоскопію.

На кожній буровій установці повинен бути комплект інструкцій з експлуатації всього обладнання та механізмів. Перелік інструкцій з охорони праці затверджується керівником підприємства.

2.17. Пневматичну систему 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 виключати їх самочинне розкріплення і падіння.

2.19. Буровий насос повинен мати запобіжний пристрій заводського виготовлення, що спрацьовує при тиску, який перевищує на 3,5 % номінальний 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 унеможлилювати травмування людей, забруднення обладнання і приміщення при спрацьовуванні.

2.21. Обв'язка бурових насосів повинна забезпечувати:

а) можливість приготування, обробки і обважнення бурового розчину з одночасним промиванням свердловини;

б) повне зливання рідини та продувку нагнітального трубопроводу стисненим повітрям.

Якщо горизонти з можливим ГНВП розкриваються при роботі двох насосів, то 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 (при контролі за тиском). Викид від пускової засувки повинен бути прямолінійним та надійно закріпленим з ухилом у бік зливу в приймальну місткість. На бурових установках з регульованим приводом насоса встановлення пускових засувки 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 на тиск, який в 1,5 рази вищий максимального робочого тиску, згідно з проектом на будівництво свердловини, з оформленням відповідного акта (форма акта про випробування нагнітальних ліній бурових насосів наведена в додатку 6).

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

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

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

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

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

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

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

- а) перед спуском обсадної колони;
- б) перед початком та після закінчення аварійних робіт, які вимагають розходжування прихопленої колони труб;
- в) після сильного вітру зі швидкістю: для відкритої місцевості більше 15 м/с, для лісів або коли бурова вишка споруджена в котловині, більше 21 м/с;
- г) до початку та після закінчення перетягування бурової вишки;
- г) після відкритих фонтанів і викидів.

Результати перевірки технічного стану бурової вишки оформлюються актом за підписом спеціалістів, що проводили огляд (форма акта про перевірку бурової вишки наведена в додатку 7).

Кронблоки, рами кронблоків та підкронблочні балки бурових вишок і щогл повинні оглядатися з перевіркою усіх 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 НПАОП 0.00-6.18-04. Оцінка технічного стану повинна ґрунтуватися на результатах неруйнівного контролю та технічної діагностики в обсязі, визначеному стандартом "Неруйнівний контроль та оцінка технічного стану металоконструкцій бурових вишок в розібраному і зібраному стані" (ГСТУ 320.02829777.014-99).

2.30. Усі приміщення бурової установки після розкриття продуктивного горизонту повинні провітрюватись, 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 по підприємству. В роботі комісії бере участь представник Держгірпромнагляду.

Готовність до пуску оформлюється актом (форма акта про введення в експлуатацію бурової установки наведена в додатку 8).

Пускова документація повинна зберігатись на буровому підприємстві і на буровому майданчику.

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

- а) вага на гаку з реєстрацією на діаграмі;
- б) якісна характеристика бурового розчину з реєстрацією в журналі;
- в) тиск у маніфольді бурових насосів з реєстрацією на діаграмі чи в журналі;
- г) рівень розчину в приймальних ємностях під час буріння.

Контрольно-вимірювальні прилади 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 проектом. На буровій установці повинна бути схема фактичної траєкторії стовбура в просторі.

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленої форми.

У процесі буріння після завершення довбання ведучу трубу та першу свічу необхідно підіймати на першій швидкості.

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 реєструвальних контрольно-вимірювальних приладів.

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

#### **3.2. Спуско-підйомні операції**

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 спуско-підйомних операцій регламентуються технологічною службою бурового підприємства, виходячи зі стану стовбура свердловини та допустимих коливань величини гідродинамічного тиску на вибій та стінки.

3.2.2. Виконувати спуско-підйомні операції 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 спуско-підйомних операцій.

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

3.2.7. Не дозволяється проводити спуско-підйомні операції при:

- а) відсутності або несправності обмежувача підняття талевого блока;
- б) несправності обладнання, інструменту;
- в) неповному складі ваhti;
- г) швидкості вітру понад 15 м/с;
- г) видимості менше 50 м під час туману і снігопаду;
- д) застопеному гаку талевого блока.

3.2.8. Не дозволяється 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 профілактичний огляд підйомного обладнання (лебідки, талевого блока, гака, гакблока, вертлюга, стропів, талевого каната і пристроїв для його кріплення, елеваторів, спайдерів, запобіжних пристроїв, блокувань тощо).

3.2.10. Під час спуско-підйомних операцій не дозволяється:

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

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

в) викидати на містки "двотрубку" або брати її з містків для нарощування;

г) користуватись перевернутим елеватором, а також елеваторами, які не обладнані запобіжником їх самочинного розкриття;

г) 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 унеможливлувати розгойдування талевої системи.

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

3.2.13. При застосуванні 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 не дозволяється.

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

3.2.15. Не дозволяється вмикати клиновий захоплювач до повної зупинки руху бурильної колони.

3.2.16. Не дозволяється вмикання ротора при незастрахованих (або незакріплених) від вискакування з ротора роторних клинах.

3.2.17. Під час СПО до повної зупинки елеватора не дозволяється перебування людей в радіусі 2 м від ротора.

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

3.2.19. Не дозволяється проводити буріння квадратними клинами, не закріпленими двома болтами.

### 3.3. Бурові розчини

3.3.1. Тип і властивості бурового розчину в комплексі з технологічними заходами і технічними засобами повинні забезпечувати безаварійні умови буріння з високими

техніко-економічними показниками, а також 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.

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 пластовий тиск на величину:

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

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

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

3.3.4. Максимально допустима репресія (з урахуванням гідродинамічних утрат) повинна унеможлилювати 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 втрати стійкості й текучості, густина, фільтрація, хімічний склад бурового розчину встановлюються, виходячи з потреби забезпечення стійкості стінок свердловини. При цьому репресія не повинна перевищувати меж, установлених для усього інтервалу сумісних умов буріння.

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

3.3.7. Не допускається відхилення густини бурового розчину (звільненого від газу), що перебуває в циркуляції, більше ніж на  $20 \text{ кг/м}^3$  ( $0,02 \text{ г/см}^3$ ) від установленної проектом величини (крім випадків ліквідації ГНВП).

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

3.3.9. У випадку технологічної потреби підвищення густини бурового розчину шляхом закачування окремих порцій обважненого розчину здійснюється за спеціальним планом, затвердженим керівництвом бурового підприємства.

3.3.10. При застосуванні бурових розчинів на вуглеводневій основі повинні вживатись 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.

При концентрації пари вуглеводнів понад  $300 \text{ мг/м}^3$  роботи повинні бути припинені, люди виведені з небезпечної зони.

3.3.11. Температура самозаймання парів розчину на вуглеводневій основі повинна на  $50^\circ \text{C}$  перевищувати максимально очікувану температуру розчину на усті свердловини.

3.3.12. Очищення бурового розчину від вибуреної породи і газу повинно здійснюватись комплексом засобів, передбачених проектом на будівництво свердловини.

#### 3.4. Компонування і експлуатація бурильних колон

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

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) при застосуванні клинового захоплювача і при впливі на трубу надлишкового зовнішнього і внутрішнього тиску повинен бути не менше ніж 1,15.

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

3.4.3. Експлуатація будь-якого елемента бурильної колони без паспорта (комплекту) не дозволяється.

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

Дані про їх установаження у компонування бурильної колони, напрацювання та проведені дефектоскопії повинні регулярно заноситись у паспорти 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 проектом.

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 заблоковані з приводом роз'єднувача, для запобігання відкриттю їх при ввімкненому роз'єднувачі.

На дверях освітленої усередині 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 при електробурінні 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 проводитись при вимкнутому роз'єднувачі електробура.

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

На щиті КВП бурової установки має бути встановлено світлове табло, яке сигналізує про увімкнення 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 вивішені плакати "Не вмикати - працюють люди!".

3.5.5. При виконанні 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 вивішені плакати "Не вмикати - працюють люди!".

3.5.6. У кожен 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 ін.), пов'язані з системою живлення енергією електробура, повинні бути заземлені термостійкими провідниками, приєднання яких повинно виконуватись 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) не дозволяється.

Буріння під шурф, а також на початку буріння свердловини електробуром, який живиться за системою "два проводи - труба", дозволяється при дотриманні таких умов:

а) 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, то допускається використання вказаного пристрою для заземлення електробура.

Хомут (або пристрій для зняття реактивного моменту) повинен приєднуватись до контуру заземлення гнучким мідним проводом перерізом не менше ніж 35 мм<sup>2</sup>;

б) при бурінні шурфу, а також на початку буріння свердловини обов'язково має 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 виконуватись двома особами - бурильником і електромонтером.

3.5.12. Не дозволяється під час роботи електробура торкатись до бурового шланга (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 НПАОП 40.1-1.21-98.

#### **4. Кріплення свердловин**

4.1. Конструкція свердловини повинна забезпечувати:

- а) безаварійне розкриття продуктивних горизонтів;
- б) безпечне буріння свердловини до проектної глибини;
- в) герметичність обсадних колон та за колонних просторів;
- г) надійну ізоляцію флюїдовміщувальних горизонтів.

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

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

4.3. Технічна колона разом з ОП повинна забезпечувати:

- а) герметизацію устя свердловини у випадках газонафтоводопроявів, викидів та відкритого фонтанування;
- б) протистояння впливу максимальних змінюючих 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 складати:

- а) за кондуктором - до устя свердловини;
- б) за проміжними колонами всіх свердловин - до устя;
- в) за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми, - не менше 300 м з урахуванням перекриття стикувального пристрою або муфти ступеневого цементування, що розташовані вище башмака попередньої колони;
- г) 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 200 м з урахуванням перекриття башмака попередньої колони.

Крім випадків, передбачених підпунктами "а" - "г" пункту 4.4 глави 4 розділу V цих Правил, кільцевий простір заповнюється тампонажним розчином до устя свердловини.

4.5. Усі обрані з урахуванням вимог пункту 4.4 глави 4 розділу V цих Правил інтервали цементування поєднуються в один загальний. При цьому проектна висота підняття тампонажного розчину за обсадними колонами повинна передбачати:

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

б) виключення гідророзриву порід або розвитку інтенсивного поглинання розчину;

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

Під час ступеневого цементування, спуску колон секціями нижні і проміжні ступені обсадних колон, а також потайні колони повинні бути зацементовані по всій довжині.

4.6. У разі перекриття кондуктором або технічною колоною зон поглинання, пройдених без виходу циркуляції, допускається підняття тампонажних розчинів до підшови поглинаючого пласта з наступним (після часу очікування затвердіння цементу) проведенням зустрічного цементування через міжколонний простір. Не дозволяється 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 проектом на будівництво свердловини, а місця встановлення уточнюються в робочому плані на спуск колони.

4.8. Обсадні труби, які поставляються на бурові підприємства, забезпечуються сертифікатами якості, які оформлюються згідно з ДСТУ 3413-96.

Підготовка обсадних труб вітчизняного виробництва 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 імпортного виробництва перед спуском у свердловину підлягають шаблуванню, маркуванню, сортуванню, виміру довжини і перевірці зовнішнім оглядом.

Не дозволяється застосування обсадних труб вітчизняного виробництва, 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 здійснюватись 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 здійснюватись з урахуванням таких вимог:

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

б) рецептура тампонажного розчину підбирається за динамічною температурою і тиском, очікуваним у інтервалі свердловини, який цементується;

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

4.11. Не дозволяється застосування цементу 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:

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

б) контроль можливих флюїдопроявів за обсадними колонами;

в) можливість аварійного глушіння свердловини;

г) герметичність міжколонних просторів під час будівництва і експлуатації свердловин;

г) випробування на герметичність обсадних колон.

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

## **5. Запобігання газонафтоводопроявам і відкритому фонтануванню свердловин**

5.1. Для запобігання можливим газонафтоводопроявам установлюється і обв'язується з устям свердловини блок доливу, який забезпечує самодолив або примусовий долив за допомогою насоса. Підймання 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:

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

б) забезпечити бурову установку необхідною кількістю розчину, обважнювача та хімічних реагентів згідно з вимогами пункту 3.15 і пункту 8.10 НПАОП 11.2-1.18-82;

в) провести інструктаж бурової бригади по практичних діях згідно з ПЛАС;

г) ознайомити працівників бурової бригади з умовами роботи під час розкриття газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів та при подальших роботах в умовах розкритих газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів;

г) провести навчальні тривоги "Викид" з кожною вахтою;

д) на буровому майданчику встановити плакати "Увага! На глибині ... (вказати глибину) розкритий напірний пласт", "До плашок верхнього превентора від стола ротора ... (зазначити відстань)";

е) провести дефектоскопію та опресування бурильного інструменту;

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

ж) 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:

а) контроль параметрів розчину по: густині - через 10 - 15 хвилин; вмісту газу і температури - щогодини; статичної напруги зсуву, водовіддачі - через 4 години; рівню бурового розчину в приймальних ємностях - постійно. При відхиленні параметрів від установленої норми заміри необхідно проводити частіше;

б) контроль механічної швидкості буріння: при збільшенні механічної швидкості буріння удвічі протягом одного метра проходки необхідно припинити буріння, підняти

долото над вибоєм на довжину квадрата, зупинити циркуляцію та визначитись з наявністю або відсутністю витoku розчину зі свердловини.

У разі відсутності прямих ознак ГНВП відновити циркуляцію при посиленому контролі 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, визначитись з режимом подальшого поглиблення, не допускаючи при цьому підвищення вмісту газу.

5.5. При зростанні об'єму розчину в приймальній ємності необхідно підняти долото на довжину квадрата, зупинити циркуляцію і простежити протягом 10 хвилин за поведінкою свердловини. При відсутності переливу подальше поглиблення можна відновити лише за умови відсутності інших прямих ознак прояву пласта.

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

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

5.8. При виявленні прямих ознак ГНВП вахта повинна загерметизувати трубний та затрубний простори та діяти відповідно до вимог ПЛАС.

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

5.9. Не дозволяється 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 встановлений регламентом на розкриття газonosних та напірних нафтоводонасичених горизонтів.

5.11. Підняття бурильного інструменту при розкритих газonosних та напірних нафтоводонасичених горизонтах проводиться з постійним доливом свердловини і контролем долиного розчину.

5.12. У випадку 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 розкритим газonosним та напірним нафтоводонасиченим горизонтом методом установаження 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:

а) можливість герметизації устя;

б) установлення на нагнітальній лінії бурових насосів зворотного клапана;

в) 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;

г) обов'язкове опресовування нагнітальної лінії перед встановленням ванни;

г) можливість швидкого доливання розчину в затрубний простір при виникненні розриву нагнітальної лінії.

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

5.16. Не дозволяється залишати свердловину без догляду за станом рівня на усті. При вимушеному простої свердловину необхідно загерметизувати та встановити контроль за зміною тисків під плашками.

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

5.18. При вимушених зупинках робіт у свердловині з розкритим газоносним та напірним нафтоводонасиченим горизонтом необхідно скласти та погодити зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою заходи щодо забезпечення нормального стану свердловини, які повинні передбачати:

а) герметизацію устя;

б) періодичність спуску труб для проведення шаблонування стовбура;

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

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

г) порядок випробування моста на герметичність;

д) порядок розкриття газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів після тривалого простою.

5.19. Не дозволяється підйом бурильної колони за наявності ефекту сифона чи поршнювання.

У разі неможливості усунення сифона (зашламованість турбобура, долота та ін.) 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 обертанням їх ротором.

5.20. Не дозволяється 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, наведений у додатку 9.

## **6. Монтаж та експлуатація противикидного обладнання**

6.1. При виконанні робіт з монтажу, опресування і експлуатації устьового і противикидного обладнання необхідно дотримуватись вимог НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 0.00-4.33-99, НПАОП 11.2-1.18-82, НАПБ А.01.001-2004, Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности (ППБО-116-85), затверджених Міннафтопромом СРСР від 25.11.85 (НАПБ В.01.027-85/112), а також галузевих вимог до монтажу та експлуатації колонних головок та противикидного обладнання при бурінні свердловин та інструкцій з експлуатації обладнання підприємств-виробників.

6.2. Противикидне обладнання встановлюється на кондуктор і технічну колону, при бурінні нижче яких можливі газонафтоводопрояви, 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 нижчий максимального тиску 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 противикидного обладнання, 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:

- а) герметизація устя свердловини при спущених бурильних трубах і без них;
- б) вимивання флюїду зі свердловини за прийнятою технологією;
- в) підвіска колони бурильних труб на плашках превентора після його закриття;
- г) зрізання бурильної колони;
- г) контроль за станом свердловини під час глушіння;
- д) розходжування бурильної колони для запобігання її прихопленню;
- е) спуск або підйом частини чи всієї бурильної колони при закритому превенторі.

6.4. Тип противикидного обладнання та схеми його обв'язки вказуються в проектній документації на будівництво свердловини і вибираються на підставі типових схем, які опрацьовуються згідно із стандартом "Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции" (ГОСТ 13846-89) та погоджуються зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою й територіальним органом Держгірпромнагляду.

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

6.6. Три превентори, у тому числі один універсальний, встановлюються 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 і один універсальний, встановлюються на усті у випадках:

- а) розкриття пластів з аномально високим пластовим тиском та об'ємним вмістом сірководню більше 6 %;
- б) на всіх морських свердловинах.

6.8. Відхилення від вимог пунктів 6.4 - 6.7 глави 6 розділу V цих Правил у обв'язці противикидним обладнанням устя свердловин, що буряться, допускаються за погодженням зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою та територіальним органом Держгірпромнагляду за умови надання підприємством вичерпного обґрунтування.

6.9. Лінії скидання на факели від блоків глушіння та дроселювання повинні надійно закріплюватись 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 менше  $200 \text{ м}^3/\text{т}$  - не менше ніж 30 м;

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

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.

Лінії і встановлена на них запірна арматура повинні мати внутрішній діаметр, однаковий з внутрішнім діаметром відводів хрестовини. Після блока засувки допускається збільшення їх діаметра не більше ніж на 30 мм.

Відстань від кінців викидного маніфольда до всіх комунікацій і споруд, які не належать до об'єктів бурової установки, повинна бути не менше ніж 100 м для всіх категорій свердловин. Відстань кінця викидного маніфольда від діючих нафтових свердловин - не менше ніж 50 м, відповідно для газових - не менше ніж 100 м.

Для свердловин, що споруджуються з насипної основи та обмежених площадок, довжина ліній від блоків глушіння і дроселювання повинна встановлюватись підрядником за погодженням із замовником, спеціалізованою аварійно-рятувальною службою та територіальним органом Держгірпромнагляду.

6.10. На свердловинах, де очікуваний тиск на усті перевищує  $700 \text{ кгс/см}^2$  (70 МПа), встановлюється заводський блок з трьома дроселями, що регулюються - два з дистанційним і один з ручним керуванням.

У всіх інших випадках встановлення дроселів, що регулюються, з дистанційним керуванням виконується залежно від конкретних умов та вирішується керівництвом підприємства при затвердженні в установленому порядку схеми обв'язки і встановлення противикидного обладнання.

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

Система нагнітання гідроаккумулятора повинна включати пристрій автоматичного відключення насоса при досягненні в ній номінального робочого тиску.

6.12. Противикидне обладнання повинне збиратись 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.

Застосування даних деталей і вузлів не повинно знижувати надійність противикидного обладнання.

6.13. Для управління превенторами і гідравлічними засувками встановлюються основний і допоміжний пульти.

Основний пульт керування - на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини у зручному і безпечному місці.

Допоміжний - безпосередньо біля пульта бурильника. Він вмикається у режим оперативної готовності при розкритті продуктивних і газонафтоводопроявлюючих пластів.

6.14. 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 вгору, 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.

6.15. При розкритті колекторів, насичених нафтою і газом, на буровій необхідно мати три кульових крани. Один встановлюється між робочою трубою та її запобіжним перехідником, другий - на аварійній трубі, третій - у резерві.

Усі кульові крани повинні знаходитися у відкритому стані.

6.16. Превентори разом з хрестовинами та корінними засувками до встановлення на устя свердловини опресовуються водою на робочий тиск, зазначений у паспорті. При кушовому способі буріння терміни опресування ОП на робочий тиск визначаються за погодженням з територіальним органом Держгірпромнагляду. 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.

6.17. Після монтажу противикидного обладнання або спуску чергової обсадної колони, у тому числі потайної, до розбурювання цементного стакана противикидне обладнання до кінцевих засувок маніфольдів високого тиску повинне бути опресоване на тиск опресування обсадної колони. Після спуску експлуатаційної колони противикидне обладнання опресовується повітрям, у всіх інших випадках опресовується водою.

Викидні лінії після кінцевих засувок опресовуються водою на тиск:

а)  $50 \text{ кгс/см}^2$  (5 МПа) - для противикидного обладнання, розрахованого на тиск до  $210 \text{ кгс/см}^2$  (21 МПа);

б)  $100 \text{ кгс/см}^2$  (10 МПа) - для противикидного обладнання, розрахованого на тиск вище  $210 \text{ кгс/см}^2$  (21 МПа).

6.18. Після монтажу та опресування противикидного обладнання сумісно з обсадною колоною, опресування цементного кільця за обсадною колоною подальше буріння свердловини може бути продовжене після одержання дозволу представника спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.

6.19. Плашкові превентори повинні періодично перевірятись на закриття і відкриття. Періодичність перевірки встановлюється буровим підприємством.

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

6.21. 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.

6.22. 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.

6.23. При спусканні обсадних колон у свердловини з розкритими високонапірними пластами (аномальний пластовий тиск) і 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 розміщуватись спеціальна (сталева, з відповідними міцнісними характеристиками) бурильна труба з перехідником під обсадну трубу та кульовим краном у відкритому положенні, які опресовані на відповідний тиск.

6.24. Для безперешкодного доступу обслуговувального персоналу до встановленого на усті противикидного обладнання під буровою повинен бути зроблений твердий настил.

6.25. 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 вибір встановлюються керівництвом підприємства (управління бурових робіт, експедиція глибокого буріння тощо).

6.26. Підходи до устьового обладнання, превенторів і засувки повинні мати тверде покриття (бетонне, металеве чи дерев'яне), що забезпечує безпечне обслуговування їх в процесі експлуатації.

Підходи повинні утримуватись в чистоті і не захищуватись сторонніми предметами.

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

6.28. Не дозволяється здійснювати будь-які роботи з усунення несправностей устьового чи противикидного обладнання, що знаходиться під тиском.

6.29. Не дозволяється докріплювати фланцеві, нарізні і швидкозбірні з'єднання, що перебувають під тиском.

6.30. Не дозволяється експлуатація гідроаккумулятора при неповному комплекті закріплюючих деталей напівкуль його корпусу або невідповідності міцності кріпильних деталей вимогам підприємства-виробника.

6.31. Не дозволяється заправка гідроаккумулятора повітрям чи іншим газом, не передбаченим інструкцією підприємства-виробника.

6.32. Не дозволяється здійснювати будь-який ремонт гідроаккумулятора до повного випускання з нього азоту, стравлювання тиску масла і відключення подачі електроенергії від станції гідроприводу.

6.33. Перед пуском в роботу гідрокерування необхідно перевірити правильність з'єднання трубопроводів згідно зі схемою підприємства-виробника.

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

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

6.35. Електрозварювальні роботи повинні виконуватись з дотриманням вимог безпеки і санітарно-гігієнічних норм при електрогазозварювальних роботах.

6.36. До виконання зварювальних робіт допускаються кваліфіковані зварники, що мають посвідчення і атестовані відповідно до законодавства.

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

6.38. У місцях постійного переходу людей над викидними лініями противикидного обладнання повинні встановлюватися перехідні містки шириною не менше ніж 1,0 м та з перилами висотою не нижче ніж 1,0 м.

6.39. Земляні амбари в кінці викидних ліній устьового і противикидного обладнання при висоті обвалування менше 1,0 м повинні огорожуватися.

6.40. Опресування устьового і противикидного обладнання на свердловині повинно проводитися протягом світлового дня.

Роботи з опресування в темний час доби проводяться за умови виконання вимог освітленості згідно з ДБН В.2.5-28:2006.

6.41. У процесі опресування не дозволяється присутність людей біля противикидного обладнання, що перебуває під тиском.

Перед початком опресування обслуговувальний 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 бути початі при забезпеченні таких умов:

а) висота підняття цементного розчину за експлуатаційною колоною і якість цементного каменю відповідає проекту та вимогам охорони надр;

б) експлуатаційна колона прошаблонувана, опресована сумісно з колонною головкою і превенторною установкою та герметична;

в) устя з превенторною установкою, маніфольдний блок та викидні лінії обладнані і обв'язані відповідно до затвердженої схеми.

7.2. Устя свердловини перед перфорацією експлуатаційної колони повинне бути обладнане 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 110 % від очікуваного на усті.

Тип засувки і тиск опресування повинні бути передбачені в технічному проекті і плані робіт на освоєння свердловини.

Каротажна партія повинна мати пристрій для рубання кабелю і його утримання. Лебідка каротажного підйомника повинна мати показчик навантаження на кабель.



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

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

7.5. Стійкість приви́бійної зони пласта та збереження цементного кільця забезпечуються допустимою депресією, величина якої встановлюється підприємством за погодженням із замовником з урахуванням проектних 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, нагнітанням 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 дотримуватись 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 з 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 з замовником.

## **8. Ліквідація аварій при бурінні свердловин**

8.1. Бурові підприємства щороку розробляють і затверджують у встановленому порядку заходи щодо запобігання аваріям та ускладненням під час будівництва свердловин, що враховують геологічні властивості регіону, технічний стан бурового обладнання та специфіку буріння.

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

Для розслідування причин аварій та розробки планів ліквідації складних аварій до роботи комісії можуть залучатися представники проектних 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 проведений цільовий інструктаж з відповідним оформленням у журналі інструктажів.

8.4. Переривати процес ліквідації аварії і відволікати бурову бригаду на інші роботи не дозволяється.

8.5. Під час проведення ремонтно-ізоляційних робіт не дозволяється перфорація обсадних колон в інтервалі можливого розриву пластів тиском газу, нафти (при ліквідації можливих газонафтоводопроявів 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 устанавлюється технологічною службою бурового підприємства.

8.7. Звільнення прихопленого бурового інструменту та насосно-компресорних труб торпедуванням необхідно проводити за спеціальним планом, погодженим з геофізичною службою, відповідно до вимог Єдиних правил безпеки при вибухових роботах, затверджених Держгіртехнаглядом 25.03.92 (НПАОП 0.00-1.17-92).

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 в обсадних колонах необхідно виключити ОБТ із компоновки бурильної колони і застосовувати долото без бокового армування твердими вставками або із зрізаними периферійними зубцями; у разі потреби інтервал розміщення муфти ступеневого цементування або стикувального пристрою додатково проробити повномірною плоскодонною фрезою без бокового армування.

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

8.11. Розкриття продуктивних горизонтів у розвідувальних 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 газонафтоводопроявам і провести:

а) інструктаж членів бурової бригади щодо практичних дій при ліквідації газонафтоводопроводів;

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

в) 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 підняття бурильної колони при наявності сифона або поршнювання не дозволяється.

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. Вантажопідймальність 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. Проект облаштування родовища повинен передбачати:

а) визначення ризиків виникнення аварій та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки;

б) складання на кожному об'єкті ПЛАС;

в) систему неруйнівного контролю і антикорозійного захисту технологічних трубопроводів та обладнання;

г) багаторівневу систему блокувань і запобіжних пристроїв, що спрацьовують при виникненні аварійних ситуацій;

г) максимальну автоматизацію об'єктів, що виключає необхідність постійного перебування персоналу на об'єкті і забезпечує повноту збору інформації про його роботу в пунктах керування технологічним процесом;

д) герметизовану систему збору і транспортування продукту з раціональним використанням нафти, газу і цінних супутніх компонентів, їх утилізацію з місць аварійних викидів;

е) резерви технологічного, енергетичного обладнання, а також запаси води, палива, хімічних реагентів і матеріалів, що забезпечують локалізацію аварій, пожеж, загазованості і відновлення стійкої роботи об'єкта.

На куші свердловин викидні нафтогазопроводи, газопроводи газліфта, верстати-качалки, станції керування, трансформаторні підстанції, кабельні естакади повинні розташовуватися по один бік від осі куща свердловин.

1.2. На кожен технологічний процес проектною організацією повинен складатися, а нафтогазовидобувним підприємством затверджуватися технологічний регламент, що уточнюється після пусконаладжувальних робіт.

1.3. У проекті повинна бути наведена порівняльна оцінка обраних технологічних параметрів з кращими аналогами за рівнем безпеки і надійності виробництва.

## **2. Порядок прийняття в експлуатацію споруд і обладнання**

2.1. Закінчені будівництвом об'єкти нафтогазодобувної промисловості приймаються в експлуатацію державними приймальними комісіями згідно з Порядком прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 22.09.2004 N 1243 (НПАОП 45.2-2.01-04).

2.2. До прийняття в експлуатацію об'єктів і споруд замовнику разом з представниками залучених організацій необхідно зареєструвати перед початком пусконаладжувальних робіт у територіальних органах Держгірпромнагляду посудини, що працюють під тиском, а також вантажопідйомне обладнання.

2.3. Уведення в експлуатацію технологічного обладнання і споруд необхідно проводити в комплексі з системами зв'язку, телемеханіки, енерго-, паро-, водопостачання, вентиляції, контролю загазованості, пожежогашіння, захисту навколишнього природного середовища, які передбачені проектною документацією.

2.4. Не дозволяється експлуатація об'єктів і споруд, які не прийняті в експлуатацію державними приймальними комісіями відповідно до НПАОП 45.2-2.01-04.

## **3. Колтюрінгові установки**

3.1. Колтюрінгові установки призначені для проведення робіт з капітального і поточного ремонту нафтових і газових свердловин без глушіння при надлишковому тиску на усті.

3.2. Підготовка площадки, монтаж і експлуатація колтюрінгових установок повинні виконуватись 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 колтюрінгових установок виконуються персоналом, який пройшов навчання за програмою спеціального навчання щодо експлуатації зазначеного обладнання відповідно до вимог НПАОП 0.00-4.12-05.

### 3.3. Вимоги до колтюрінгової установки:

а) перед початком роботи безмуфтова довгомірна труба повинна бути оснащена зворотним клапаном;

б) з метою врахування втрати 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;

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

г) агрегат повинен бути укомплектований штатним комплектом інструменту для ремонту превентора й установки в цілому;

г) до і після проведення робіт з ремонту свердловини повинні виконуватись ревізії превентора, механізму подачі БДТ і визначатись ділянки зносу та втрати металу труби;

д) при температурі навколишнього середовища нижче 0° С з урахуванням фізичних властивостей робочого агента після закінчення робіт повинні бути проведені заходи щодо запобігання "заморожуванню" БДТ (продувка повітрям або заміщення робочого агента незамерзаючим).

## 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 насосно-компресорних труб визначаються технологічною схемою розробки родовища й уточнюються в процесі його експлуатації.

4.3. Експлуатація свердловин здійснюється по трубному простору. Допускається експлуатація свердловин по затрубному простору при відповідному техніко-економічному обґрунтуванні та за погодженням з територіальним органом Держгірпромнагляду.

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

4.5. Робочий тиск фонтанної арматури повинен бути не меншим від тиску, очікуваного на усті свердловини.

4.6. Опресування фонтанної арматури в зібраному стані до встановлення на усті слід проводити на пробний тиск, передбачений паспортом і технічними умовами на поставку, згідно зі стандартом ГОСТ 13846-89, а після встановлення на усті свердловини - на тиск опресування експлуатаційної колони.

4.7. При проведенні 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 - глибинний пакер.

4.8. Фонтанна арматура повинна оснащуватись підприємством-виробником дроселями з ручним, а за вимогою замовника - з дистанційним керуванням; запірною арматурою, а за вимогою замовника - з дублюючою запірною арматурою на бокових відводах і трубній головці з ручним і (або) дистанційним керуванням та забезпечувати можливість заміни манометрів і термометрів без зниження тиску до атмосферного.

Допускається встановлення нерегульованих дроселів відповідно до технологічного регламенту роботи свердловини.

Корпуси запірної фонтанної арматури та дроселів повинні бути суцільними (вилитими, штампованими). Не допускається застосування запірної фонтанної арматури і дроселів, що мають зварний корпус.

Засувки повинні мати висувний шпindel для забезпечення візуального контролю положення затвору засувки.

4.9. Залежно від умов експлуатації і складу продукції, яка видобувається, повинна застосовуватись фонтанна арматура у відповідному виконанні:

- а) нормальна - Н (для температур від  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+120^{\circ}\text{C}$ );
- б) холодостійка - ХЛ (для температур від  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+120^{\circ}\text{C}$ );
- в) термостійка - Т (для температур від  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+150^{\circ}\text{C}$  і вище);
- г) корозійностійка - К1 (при об'ємному вмісті  $\text{CO}_2$  до 6 %);
- г) корозійностійка - К2 (при об'ємному вмісті  $\text{H}_2\text{S}$  і  $\text{CO}_2$  до 6 %);
- д) корозійностійка - К3 (при об'ємному вмісті  $\text{H}_2\text{S}$  і  $\text{CO}_2$  до 25 %).

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

- а) можливість роботи як по НКТ, так і по затрубному простору;

б) автоматичне відключення свердловин у випадках розриву шлейфа або збільшення тиску в ньому вище допустимого;

в) можливість заміру температури та тиску до і після дроселя;

г) установлення запобіжних клапанів, якщо шлейфи розраховані на тиск, нижчий статичного устьового;

г) можливість проведення робіт з періодичного дослідження і капітального ремонту свердловин;

д) можливість закачування інгібіторів і ПАР та розчинів для глушіння свердловини;

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

є) відведення газу на факел під час продувки свердловини, шлейфа;

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

з) установлення на викидних лініях і маніфольдах, що працюють з температурою робочого середовища  $80^{\circ}\text{C}$  і вище, температурних компенсаторів.

4.11. Для обв'язки устя свердловини повинні використовуватись 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 проектом для демонтажу обв'язки свердловини при підготовці її до капітального ремонту.

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

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

4.14. Усунення несправностей, заміна змінних і швидкозношуваних деталей фонтанної арматури під тиском не дозволяється. В аварійних ситуаціях ці роботи виконуються спеціалізованими аварійно-рятувальними службами.

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

4.16. Перед переведенням свердловини на газліфтну експлуатацію експлуатаційна колона і 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 ділянки землі повинна бути вирівняна, виконано її обвалування.

На кожній свердловині повинна бути змонтована площадка для монтажу підйомної установки КРС (поточного ремонту свердловин) та площадка для встановлення автовимотки і барабана з кабелем.

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

4.21. Насосно-компресорні труби та інше обладнання, які внаслідок експлуатації зазнали додаткового радіаційного забруднення радіонуклідами природного походження, належать до техногенно-підсиленних джерел іонізуючого випромінювання.

Ці НКТ та інше обладнання за погодженням з установами санітарно-епідеміологічної служби відповідної адміністративної території України можуть тимчасово зберігатися на об'єктах нафтогазодобувної промисловості на спеціально обладнаних майданчиках з твердим покриттям, без доступу сторонніх осіб, з установленням знаків радіаційної небезпеки, з подальшою передачею їх на спеціальне підприємство для дезактивації з метою використання як вторинних ресурсів або для довгострокового зберігання.

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

- а) технічним станом обладнання;
- б) змінами в часі робочих дебітів тисків на усті та температур;
- в) наявністю міжколонних тисків.

## **5. Експлуатація свердловин штанговими насосами**

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



5.2. Конструкція сальникового пристрою повинна дозволяти заміну сальникової набивки за наявності тиску в свердловині.

5.3. При виконанні робіт, пов'язаних з зупинкою верстата-качалки, електродвигун повинен бути вимкнений, контрвантажі повинні бути опущені в нижнє положення і заблоковані гальмовим пристроєм, а на пусковому пристрої вивішений плакат "Не вмикати - працюють люди!".

5.4. На свердловинах з автоматичним і дистанційним керуванням верстатів-качалок на видному місці повинні бути розміщені плакати "Увага! Пуск автоматичний".

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

5.6. Верстат-качалка повинен бути змонтований так, 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 20 см.

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

Переріз прямокутного провідника повинен бути не менше  $100 \text{ мм}^2$ , товщина стінок профільної сталі - не менше 4 мм, діаметр круглих заземлювачів - 16 мм.

Заземлювальні провідники, що з'єднують раму верстата-качалки з кондуктором (технічною 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 підноситись 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 обладнуватись вибійними клапан-відсікачами, що дозволяють замінити свердловинне обладнання без глушіння.

У разі відсутності клапан-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 фонтанною арматурою 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 засувки без зупинки роботи свердловини у шлейф; проведення розрядки свердловини, подачі газу в затрубний простір; проведення технологічних операцій, включаючи 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 і налагодження повинен виконувати електротехнічний персонал.

6.6. Кабельний ролик повинен підвішуватись на щоглі підйомного агрегату за допомогою ланцюга або на спеціальній підвісці. Цей пристрій повинен бути випробований на максимальну вантажопідйомність.

6.7. Кабель, пропущений через ролик, при спуско-підйомних операціях не повинен торкатися елементів конструкції вантажопідйомних 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 повинне мати:

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

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

7.2. Перед входом до приміщення технологічного блока необхідно:

а) перевірити загазованість приміщення і стан системи вентиляції;

б) увімкнути освітлення;

в) переключити систему газового пожежогасіння з режиму автоматичного пуску на ручний.

7.3. При виникненні пожежі в блоці необхідно діяти відповідно до вимог інструкції з пожежної безпеки.

7.4. Перед спуском пакера експлуатаційна колона повинна бути прошаблонувана, у разі потреби прорайбована, промита до вибою і 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. Силкові 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 (при 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 поверхнево-активних речовин, кислоти та інші реагенти) з метою підтримання пластового тиску і підвищення нафтогазоконденсатовилучення, повинні обладнуватись наземним і внутрішньосвердловинним (підземним) обладнанням.

8.2. На усті нагнітальних свердловин повинна встановлюватись фонтанна арматура, робочий тиск якої повинен бути не нижчим за максимально очікуваний тиск нагнітання.

До встановлення на устя фонтанна арматура повинна випробовуватись 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 при аварії на нагнітальному трубопроводі або тимчасовому припиненні їх нагнітання.

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

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

8.5. Закачування робочих агентів у нагнітальні свердловини при тисках на усті більших від тиску, на який опресована експлуатаційна колона, повинно здійснюватись через 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 спускатись 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 гирлового обладнання нагнітальні свердловини повинні бути обладнані манометрами і термометрами для контролю за тиском і температурою закачуваних 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, гирлова арматура і насосно-компресорні труби повинні бути теплоізовані.

8.10. При закачуванні в пласти агресивних робочих агентів (високомінералізовані пластові і стічні води,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , кислоти та інші реагенти) для запобігання корозії повинно застосовуватись обладнання в антикорозійному виконанні, а система трубопроводів і 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 установлені 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 проводитись промислові дослідження і контролюватись такі параметри:

- а) склад газу, який надходить на установки комплексної підготовки газу;
- б) час прориву сухого газу до вибою видобувних свердловин;
- в) фізико-хімічні властивості (густина, молекулярна маса, фракційний склад) вилученого із газу конденсату;
- г) кількість газу і конденсату, які видобуваються з кожної видобувної свердловини (за добу) і в цілому по родовищу (за добу, місяць, рік);
- г) кількість сухого газу або води, які закачуються в кожну нагнітальну свердловину (за добу) і в цілому по родовищу (за добу, місяць, рік);
- д) поточний пластовий тиск у пласті (поквартально);
- е) тиск газу на усті нагнітальних свердловин (щодобово);
- є) 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 проекту розробки даного родовища.

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

9.3. Спускання глибинних приладів і пристроїв на канаті (дроті) у свердловину, яка перебуває під тиском, повинно здійснюватись лише при встановленому на усті свердловини лубрикаторі з герметизуючим сальниковим пристроєм.

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

9.4. Спуско-підйомні операції з геофізичними приладами необхідно проводити із застосуванням лебідки з приводом, який забезпечує обертання барабана з канатом у необхідних діапазонах швидкостей, і направляючим роликом для дроту.

9.5. Після встановлення на свердловині лубрикатор піддається гідравлічним випробуванням на тиск, що на 10 % перевищує тиск на усті свердловини. Лубрикатор періодично, але не рідше одного разу на 6 місяців, піддається гідравлічному випробуванню на тиск, що на 10 % перевищує його робочий тиск, указаний у паспорті.

У процесі монтажу і демонтажу лубрикатора глибинний прилад повинен установлюватись на повністю закриту буферну засувку. Перед тим, як вийняти глибинний

прилад з лубрикатора, тиск у ньому повинен бути знижений до атмосферного через запірний пристрій, встановлений на вводі.

При проведенні досліджень з використанням лубрикатора необхідно встановлювати на гирловому фланці направляючий ролик для каната.

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:

а) обладнані зворотними клапанами;

б) 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 25 м від устя свердловини і 10 м від іншого обладнання.

10.4. При пропарюванні викидного трубопроводу підходити до нього і до устя свердловини на відстань менше 10 м не дозволяється.

10.5. Розпалювання парового котла і підігрівача нафти повинно проводитись відповідно до інструкції з експлуатації підприємства-виробника.

10.6. Для подачі теплоносія під тиском більше 1 МПа ( $10 \text{ кгс/см}^2$ ) не дозволяється застосовувати гумові рукави.

10.7. Шланг для подавання пари до насосно-компресорних труб, укладених на містках, повинен бути обладнаний спеціальними наконечниками.

10.8. Скребок у свердловину повинен спускатись і підніматись через лубрикатор, який встановлений на фонтанній арматурі.

Дріт, на якому спускається скребок, повинен пропускатись 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 проекту і плану, затвердженого 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 обслуговувальний персонал повинен бути видалений за межі небезпечної зони. Ліквідація пропусків під тиском не дозволяється.

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 не дозволяється.

11.1.7. Обробка привибієної зони, інтенсифікація припливу і підвищення нафтовіддачі пластів у свердловинах з негерметичними колонами і заколонними перетоками не дозволяється.

11.1.8. На період теплової і комплексної обробки навколо свердловини і обладнання, що використовується, встановлюється 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 розміщуватись на відстані не менше ніж 25 м від устя свердловини. Агрегати встановлюються кабінами від устя свердловини і оснащуються іскрогасниками.

11.1.10. Технологічні режими ведення робіт і конструктивне виконання агрегатів і установок повинні виключити можливість 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 в нормативному документі "Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)" (РД 38.13.004-86).

## 11.2. Закачування розчинів та хімічних реагентів

11.2.1. Роботи повинні виконуватись з використанням необхідних засобів індивідуального захисту і відповідно до вимог інструкції з застосування цього реагенту.

11.2.2. На місці проведення робіт із закачування агресивних хімічних реагентів (сірчаної, соляної, азотної, фторної кислоти та ін.) повинен бути:

- а) аварійний запас спецодягу, спецвзуття та інші засоби індивідуального захисту;
- б) запас чистої прісної води;
- в) 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. При вмісті в повітрі закритого приміщення парів агресивних хімічних реагентів вище ГДК та порушенні герметичності нагнітальної системи роботи повинні бути припинені.

11.2.6. Завантаження термореактора магнієм повинно проводитись 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. Не дозволяється під час продування свердловини або ділянки нагнітального трубопроводу перебувати ближче 20 м від зазначених ділянок.

11.3.3. Необхідно вести постійний контроль повітряного середовища робочої зони.

При вмісті в повітрі закритого приміщення діоксиду вуглецю вище ГДК (0,5 об. %) та порушенні 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 у 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 Правил будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці від 08.09.98 N 177, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 07.10.98 за N 636/3076 зі змінами (НПАОП 0.00-1.11-98).

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, повинне 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 плану локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій і аварій.

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 при припиненні подачі води.

11.4.7. Територія свердловин, обладнаних під нагнітання пари або гарячої води, повинна бути огорожена і позначена попереджувальними знаками.

11.4.8. Відвід від затрубного простору повинен бути спрямований у бік, вільний від техніки і 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, повинне 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. Зборка і випробування вибійного електронагрівника шляхом підключення до джерела струму повинні проводитися в електроцеху.

Не дозволяється 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 проводитись при герметизованому усті з використанням спеціального лубрикатора.

11.6.3. Перед установленням опорного затискача на кабель-трос електронагрівника гірло свердловини повинне 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 НПАОП 0.00-1.17-92.

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 встановлюється в лубрикатор лише при закритій центральній засувці. Пристрій, що спускається, не повинен торкатися плашок засувки. Робота повинна виконуватись двома особами.

11.7.5. Підключення спущеного в вибій свердловини порохового генератора або акумулятора тиску до приладів керування і електромережі проводиться в такій послідовності:

- а) герметизація устя свердловини;
- б) підключення електрокабелю гірлянди зарядів до трансформатора (розподільного щитка);
- в) 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;
- г) установлення коду приладів підключення в положення "вимкнено";
- г) підключення кабелю електромережі до трансформатора або приладів керування;
- д) подача електроенергії на прилади керування;
- е) вмикання електроенергії на гірлянду з 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 виконуватись 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 не дозволяється.

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 так, щоб відстань між ними була не менше ніж 1 м і kabіни 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 гирлової 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 проводитись за планом, затвердженим технічним керівником підприємства.

У плані повинні передбачатись усі необхідні види робіт і технічні засоби, що забезпечують безпеку і захист навколишнього середовища під час їх виконання.

12.2. Передача свердловин для ремонту та приймання їх після ремонту здійснюється за актом відповідно до порядку, встановленого на підприємстві.

12.3. Перед початком проведення робіт на свердловині бригада повинна бути ознайомлена з ПЛАС та 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.

12.4. До встановлення підйомника на усті свердловина повинна бути заглушена. Глушіння повинно проводитись 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 газонафтоводопроявів при пластових тисках нижчих від гідростатичного.

Свердловини, у продукції яких міститься сірководень у кількостях, що перевищує межі, установлені табл. 3 та 4 цих Правил, повинні бути заглушені розчином, що містить нейтралізатор сірководню.

Проведення поточних і капітальних ремонтів свердловин без їх попереднього глушіння допускається на родовищах з гірничо-геологічними умовами, що унеможливають самочинне надходження пластового флюїду до устя свердловини.

Перелік таких родовищ (чи їх окремих ділянок), свердловин погоджується з територіальним органом Держгірпромнагляду.

12.5. Розміщення агрегатів, обладнання, пристроїв і облаштування площадок у зоні робіт здійснюється відповідно до схеми і технічних регламентів, затверджених технічним керівником підприємства.

12.6. Вантажопідйомність 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.

Підйомник для ремонту свердловини повинен відповідати таким вимогам:

а) щогла підйомника повинна закріплюватись відтяжками зі сталевго каната. Число, діаметр і місце кріплення відтяжок повинні відповідати технічній документації агрегату;

б) у трансмісії приводу лебідки повинен використовуватися обмежувач вантажопідйомності на гаку (якщо він передбачений конструктивно і поставляється підприємством-виробником);

в) підйомник повинен мати автоматичний обмежувач висоти підняття талевого блоку з блокуванням руху барабана лебідки (протизатягувач талевого блоку під кронблок);

г) підйомник повинен мати:

прилади, що дають змогу встановлювати шасі в горизонтальне положення;

пристрій для фіксації талевого блоку і захисту щогли від ушкоджень при пересуванні;

г) система підняття щогли повинна мати дистанційне керування і забезпечувати безпеку при відмові елементів гідрообладнання;

д) рівні шуму на постійних робочих місцях повинні відповідати вимогам ГОСТ 12.1.003-83;

е) підйомник повинен бути оснащений світильниками у вибухобезпечному виконанні, які забезпечують освітленість згідно з діючими нормами;

є) підйомник повинен бути оснащений іскрогасниками двигунів внутрішнього згорання та засувками екстреного перекриття доступу повітря в двигун (повітрязабірник);

ж) підйомник повинен бути оснащений дистанційним пристроєм аварійного відключення двигуна з пульта бурильника (заслінкою екстреного перекриття доступу повітря в двигун);

з) підйомник повинен бути оснащений усім необхідним для освітлення робочих місць, трансформатором-випрямлячем постійного струму на 24 В, пристроєм для підзарядки акумуляторів і аварійним освітленням;

и) 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;

і) підйомник повинен бути оснащений гідравлічними опорними домкратами з фундаментними блоками під них;

ї) 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 спуско-підйомних операцій з установленням інструменту за "палець" балкона, якщо це конструктивно передбачено підприємством-виробником;

й) підйомник повинен мати спеціальні пристрої для підвіски машинних ключів, для підвіски гідравлічного ключа та пристрій для розкріплення бурильних труб;

к) пневмосистема підйомника повинна бути оснащена осушувачем повітря згідно з технічною документацією підприємства-виробника;

л) гальмова система лебідки повинна мати систему охолодження, якщо це конструктивно передбачено підприємством-виробником;

м) підйомник вантажопідйомністю 70 т і більше повинен мати допоміжні гальма, які забезпечують спуск номінальної ваги зі швидкістю не більше 2 м/с;

н) основні гальма повинні бути обладнані блокувальним пристроєм гальм у неробочому стані;

о) щогла підйомника повинна мати пристрій для підвішування ролика кабелю ЕВН;

п) приймальні містки повинні мати посередині жолоб для викидання труб на приймальні стелажі;

р) 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;

с) після монтажу підйомника гвинтові домкрати встановлюються на передній і задній фундаментні блоки.

12.8. Після монтажу підйомника, до початку його експлуатації, виконуються такі роботи:

а) випробування якорів установки з картограмою;

б) випробування протизатягувача талевого блоку;

в) перевірка роботи пневмосистеми, КВП, наявності сертифікатів на талевий канат і канат для підйому верхньої секції;

г) монтування показувального пристрою індикатора ваги, який повинен перебувати в полі зору бурильника (машиніста підйомника) і повинен мати незалежну фундаментну основу;

г) вимірювання заземлення обладнання і пристроїв.

На виконанні роботи складається акт.

12.9. Уведення змонтованого підйомника в роботу здійснюється за рішенням комісії з приймання підйомника після повної готовності, випробування та за наявності укомплектованої бригади КРС.

Готовність до пуску оформлюється актом введення підйомника в експлуатацію. Склад комісії визначається наказом по підприємству.

Якщо вантажопідйомність підйомника становить понад 70 т, у роботі комісії бере участь представник територіального органу Держгірпромнагляду.

12.10. Перед демонтажем устьової арматури свердловини тиск у трубному і затрубному просторах повинен бути знижений до атмосферного. Свердловину, обладнану вибійним клапан-відсікачем, у якому планом робіт не передбачене проведення попереднього глушіння, необхідно зупинити, стравити тиск до атмосферного і витримати в часі не менше трьох годин.

Демонтаж устьової арматури проводиться після візуально встановленого припинення виділення газу зі свердловини і перевірки сталості рівня рідини в ній.

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 згідно з ГОСТ 13846-89 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 і обв'язується з гирлом 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 градування.

Запас розчину глушіння відповідної густини повинен бути:

а) для газових свердловин - у кількості не менше одного об'єму свердловини;

б) для нафтових свердловин:

при глибині свердловини до 2000 м - 10 м<sup>3</sup>;

при глибині свердловини до 3500 м - 15 м<sup>3</sup>;

при глибині свердловини більше 3500 м - 20 м<sup>3</sup>.

12.13. Не дозволяється проводити спуско-підйомні операції, а також вести ремонтні роботи, пов'язані з навантаженням на щоглу (бурову вишку), незалежно від глибини свердловини з несправним індикатором ваги.

12.14. Ремонт свердловин на кущі без зупинки сусідньої свердловини дозволяється за умови здійснення і 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 газонафтоводопроявів, 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 територіальним органом Держгірпромнагляду.

12.15. При ремонті газліфтних свердловин перед розміщенням обладнання нагнітання газу в свердловину, яка ремонтується, а також сусідніх свердловин ліворуч і праворуч (на період розміщення) припиняється. Не дозволяється встановлення обладнання і спецтехніки на діючих шлейфах газопроводів.

При ремонті свердловин у кущі з відстанню між центрами гирл 1,5 м і менше сусідня свердловина зупиняється і глушиться.

12.16. Не дозволяється проведення робіт з монтажу, демонтажу і ремонту бурових вишок та щогл: у темний час доби без штучного освітлення, яке забезпечує безпечне ведення робіт; при вітрі зі швидкістю 15 м/с і вище; під час грози, сильного снігопаду, при ожеледі, зливі, тумані (з видимістю менше 50 м).

12.17. При виявленні газонафтоводопроявів гирло свердловини повинно бути загерметизоване, а бригада має діяти відповідно до ПЛАС.

12.18. Перед ремонтом свердловини, обладнаної заглибним ЕВН, необхідно знеструмити кабель.

Для намотування і розмотування кабелю повинен використовуватись кабелеукладач.



12.19. Барабан з кабелем заглибного ЕВН повинен перебувати в зоні видимості з робочої площадки бурильника.

12.20. Не дозволяється чищення піщаних пробок желонкою у фонтанних свердловинах та свердловинах з можливими газонафтоводопроявами, а також у свердловинах з наявністю сірководню.

12.21. При проведенні ремонтно-ізоляційних робіт не дозволяється перфорація обсадних колон в інтервалі можливого розриву пластів тиском газу, нафти (після виклику припливу), а також в інтервалі проникних непродуктивних пластів.

12.22. Технічний стан вишок та лебідок підйимального обладнання, виготовленого згідно зі стандартом "Установки подъемные для освоения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Типы и основные параметры" (ГОСТ 28113-89), яке використовують під час капітального ремонту свердловин, визначають за результатами контролю параметрів, установлених технічною документацією.

Ремонт щогл установок для освоєння та ремонту нафтових і газових свердловин допускається за технологією, яка узгоджена з підприємством-виробником. Після ремонту щогла повинна пройти експертне обстеження (технічне діагностування) згідно з вимогами НПАОП 0.00-6.18-04.

12.23. Ремонт свердловини вважається завершеним після оформлення акта приймання-передавання свердловини з ремонту в цех видобування нафти і газу.

### **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 видобування, збирання, підготовки нафти і газу, їх технічне оснащення, вибір систем керування і регулювання, місця розміщення засобів контролю, керування і протиаварійного захисту повинні враховуватися в проектах облаштування родовищ і забезпечувати безпеку обслуговувального персоналу та населення.

13.1.2. Система збирання нафти й газу повинна бути закрита, а устя нагнітальних, спостережних і видобувних свердловин - герметичні.

13.1.3. Система автоматизації збору, промислового і міжпромислового транспорту та підготовки природного газу, газового конденсату та нафти повинна передбачати:

а) автоматичне відключення окремого обладнання, технологічної лінії, установки, свердловини при аварійних відхиленнях робочого тиску від максимально допустимого для обладнання;

б) системи введення інгібіторів корозії та інших пристроїв для забезпечення можливості реалізації антикорозійних заходів, передбачених нормативно-технічними документами;

в) дистанційний контроль технологічних параметрів і реєстрацію основних параметрів технологічного процесу;

г) автоматичне регулювання тиску середовища в технологічному обладнанні при відхиленнях параметрів технологічного процесу;

г) автоматичну сигналізацію аварійних параметрів технологічного процесу (тиск, температура та ін.) з подачею попереджувальних сигналів оповіщення на місце встановлення датчиків та пульт оператора;

д) контроль стану повітряного середовища на об'єктах;

е) на УППГ і ГТУ для збору нафти повинна бути передбачена можливість короткочасного скиду газу у факельний колектор у разі порушення режиму роботи УППГ або ГТУ.

13.1.4. Скидати в атмосферу гази, які містять сірководень та інші шкідливі речовини у кількості, що перевищує ГДК, без нейтралізації або спалювання не дозволяється.

13.1.5. На об'єктах збору та підготовки нафти й газу, НС і КС повинна бути технологічна схема, затверджена технічним керівником підприємства, із зазначенням номерів засувки, апаратів, напрямків потоків, що відповідають їх нумерації в технологічній схемі. Технологічна схема є частиною ПЛАС.

13.1.6. Технологічна схема та масштабні плани комунікацій УКПГ повинні щороку перевірятися на відповідність фактичному стану, коригуватись у разі внесення змін та доповнень і затверджуватись технічним керівником підприємства.

Технологічна схема повинна бути вивішена в операторній.

13.1.7. Зміни до технологічного процесу, схеми, регламенту, апаратного оформлення та системи протипожежного захисту можуть уноситись лише за наявності нормативно-технічної та проектної документації, погодженої з організацією-розробником технологічного процесу і проектною організацією-розробником проекту.

Не дозволяється реконструкція, заміна елементів технологічної схеми без наявності затвердженого проекту.

13.1.8. Обладнання, що контактувало із сірковмісною нафтою, сірковмісним природним газом та сірковмісним газовим конденсатом і не використовується в діючій технологічній схемі, повинне бути відключене, звільнене від продукту, промита (пропарене), заповнене інертним середовищем та ізольоване від діючої 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:

а) закачування інгібітору перед місцем утворення і безпосередньо в зону утворення гідратних пробок;

б) інтенсивне зовнішнє підігрівання місць утворення гідратних пробок за допомогою трубопровідних коаксіальних електропідігрівачів, УПП;

в) подання гарячого агента безпосередньо в гідратну пробку;

г) зниження тиску з обох боків гідратної пробки нижче тиску розкладання гідратів з подальшою продувкою на свічу.

Не дозволяється розігрівати гідратну пробку в трубопроводі або апараті без відключення його від загальної системи і під тиском.

Використання для обігріву обладнання відкритого вогню не дозволяється.

13.1.10. За наявності в продукції, технологічних апаратах, резервуарах та інших ємностях сірководню або можливості утворення шкідливих речовин при пожежах, вибухах, порушенні герметичності ємностей та інших аварійних ситуаціях персонал повинен бути забезпечений необхідними засобами індивідуального захисту 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 повинне відповідати вимогам стандартів і технічних умов на їх виготовлення, монтуватися відповідно до проектів та діючих норм технологічного проектування.

13.2.2. Під час експлуатації УПН необхідно керуватись вимогами "Правил безпеки при експлуатації установок підготовки нафти на підприємствах нафтяної промисловості", затверджених Держгіртехнаглядом СРСР 16.07.76.

13.2.3. У закритих приміщеннях технологічних установок електричні датчики систем контролю і керування технологічним процесом повинні бути у вибухозахищеному виконанні і розраховуватись на використання в умовах вібрації, утворення газових гідратів, відкладень парафіну, солей та інших речовин або встановлюватися в умовах, що виключають прямий контакт із продукцією свердловин.

13.2.4. Технологічні трубопроводи і арматура фарбуються, а також забезпечуються попереджувальними знаками та написами відповідно до вимог ГОСТ 12.4.026-76. На трубопроводи наносяться стрілки, що вказують напрямок руху середовища, яке транспортується.

### 13.3. Насосні, компресорні станції, блочно-комплектні насосні станції

13.3.1. Конструкція насосів і їх обв'язка для перекачування токсичних і горючих рідин повинна передбачати повне звільнення і 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 пірофорних відкладень.

13.3.3. Для перекачування легкозаймистих і шкідливих рідин необхідно застосовувати насоси, що виключають пропуск 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 конструктивно передбачено 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 у 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 встановлюватись 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. При запусканні і зупиненні насоса необхідно перевірити відкриття і закриття відповідних засувки. Не дозволяється запуск поршневих і плунжерних насосів 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 установленим заглушок і звільнити від продукту в дренажну ємність.

13.3.10. Засоби контролю стану повітряного середовища повинні перебувати в справному стані, а їх працездатність перевірятися не рідше ніж один раз на місяць.

13.3.11. Обладнання, установлене у вибухонебезпечних зонах, повинно бути у вибухозахищеному виконанні.

13.3.12. Газокомпресорні станції обладнуються:

а) приладами контролю за технологічними параметрами (тиск, витрата, температура та ін.) продукту, який транспортується;

б) системою приладів з діагностики компресорного обладнання (вібрація, температура підшипників та ін.);

в) системою контролю повітряного середовища в приміщенні компресорної;

г) системою вентиляції;

г) блокуваннями зупинки компресора при порушенні технологічних параметрів, загазованості повітряного середовища, несправності вентиляційної системи;

д) пультами керування в компресорному приміщенні та в операторній залі;

е) системою радіо- або телефонного зв'язку;

є) системою автоматичного пожежогасіння згідно з НАПБ Б.06.004-2005 та додатком 10 до НАПБ 01.035-97.

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:

а) автоматизованою системою регулювання роботи обладнання в заданих параметрах;

б) автоматизованою системою аварійного розвантаження обладнання з подачею технологічних середовищ до системи утилізації;

в) автоматичними установками пожежогасіння та установками пожежної сигналізації;

г) системою аварійного оповіщення і зв'язку.

Рівень автоматизації компресорних станцій повинен забезпечувати реєстрацію основних технологічних параметрів, уключаючи:

а) тиск, витрату, температуру середовища, що перекачується;

б) стан повітряного середовища в приміщенні (концентрацію вибухонебезпечних і шкідливих речовин);

в) аварійний сигнал.

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. Не дозволяється залишати компресори, що працюють, крім повністю автоматизованих, без нагляду осіб, які їх обслуговують.

13.4. Установки комплексної підготовки газу, групові та газозбірні пункти

13.4.1. На установках комплексної підготовки газу повинна бути така документація:

а) інструкції з охорони праці за професіями та видами робіт, з якими персонал УКПГ ознайомлений під розписку;

б) технологічний регламент УКПГ та фонду свердловин;

в) порядок пуску та зупинки УКПГ та свердловин при нормальному режимі роботи;

г) інструкція з аварійної зупинки УКПГ;

г) план локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій і аварій;

д) графік перевірки запобіжних клапанів;

е) журнал контролю якості газу, що подається в магістральний газопровід чи в міжпромислові газозбірні колектори;

є) масштабні плани комунікацій УКПГ (шлейфи, газозбірні колектори, технологічні трубопроводи тощо) з точними прив'язками;

ж) графіки ПЗР технологічних трубопроводів;

з) технологічна схема УКПГ;

и) журнали (карточки) інструктажу з охорони праці;

і) журнал контролю стану охорони праці на об'єкті;

ї) журнал контролю загазованості повітряного середовища.

Документація, яка повинна зберігатися у відповідному структурному підрозділі підприємства:

а) проектна документація;

б) протоколи перевірки знань працівників з охорони праці та безпечного ведення робіт;

в) паспорти на посудини, що працюють під тиском;

г) акти гідровипробувань на щільність та міцність шлейфів та технологічних трубопроводів;

г) перелік ерозійнонебезпечних місць та корозійнонебезпечних ділянок технологічної об'язки основного обладнання УКПГ та технологічних трубопроводів на площадці УКПГ;

д) акти товщинометрії в ерозійно- та корозійнонебезпечних місцях технологічних комунікацій;

е) акти контролю стану ізоляції технологічних трубопроводів.

13.4.2. Для установок комплексної підготовки газу, газозбірних пунктів, головних споруд повинні розроблятися і затверджуватися 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. Газопроводи установок комплексної підготовки газу, газозбірних пунктів, головних споруд повинні відповідати вимогам, які ставляться до трубопроводів категорії "В" згідно з будівельними нормами і правилами "Магистральные трубопроводы" (СНиП 2.05.06-85).

13.4.5. Установки комплексної підготовки газу повинні мати автоматизоване і механізоване регулювання та керування технологічними процесами.

13.4.6. Системи стисненого повітря КВПіА повинні мати буферну ємність, що забезпечує запас стисненого повітря для систем КВПіА протягом не менше однієї години.

Повітря, що подається в системи КВПіА, повинно бути очищене та осушене згідно з вимогами стандарту "Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности" (ГОСТ 17433-80\*).

13.4.7. Установки комплексної підготовки газу повинні мати систему осушення та підігрівання газу, а також додавання в нього інгібітору.

13.4.8. Не дозволяється встановлення запірної арматури між запобіжними клапанами, технологічними апаратами (чи трубопроводами) і факельною системою, окрім випадку застосування системи запобіжних клапанів "робочий + резервний" з блокувальним пристроєм, що не допускає одночасного відключення робочого та резервного клапанів від технологічного апарата.

13.4.9. За наявності (згідно з нормами технологічного проектування) на об'єкті факельних систем скидання газу з запобіжних клапанів та факельних трубопроводів технологічних апаратів здійснюється у факельний колектор.

13.4.10. Регулювання запобіжних клапанів повинно здійснюватися у встановлені терміни згідно з графіком і на спеціальному стенді.

Не дозволяється усувати пропуски газу на запобіжних клапанах під тиском. У цьому разі здійснюється заміна запобіжного клапана після зупинки та стравлювання газу з технологічного апарата.

13.4.11. У технологічному регламенті установок указується перелік технологічних параметрів та їх граничні значення. При відхиленні параметрів від граничних значень установку необхідно зупинити.

13.4.12. Не дозволяється подача в магістральний газопровід газу, якісні показники якого за вмістом вологи та вуглеводнів не відповідають вимогам технічних умов "Гази

горючі природні родовища України для промислового та комунально-побутового призначення" (ТУ У 320.00158764.033-2000).

13.4.13. Якість газу, що подається в міжпромислові газозбірні колектори, повинна відповідати вимогам технологічного регламенту.

13.4.14. Перед пуском установки необхідно перевірити справність обладнання, трубопроводів, арматури, металоконструкцій, заземлювальних пристроїв, КВПіА, блокувань, вентиляції, засобів індивідуального захисту та пожежогасіння, витіснити повітря з системи інертним газом на свічу.

Наприкінці продувки проводиться аналіз газу, що виходить. При цьому вміст кисню не повинен перевищувати 1 % (об'ємного).

Витіснення повітря у факельний колектор не дозволяється.

13.4.15. Не дозволяється пуск установки при несправних системах контролю небезпечних параметрів процесу і системах захисту.

13.4.16. Відбирання проб газу, конденсату та інших технологічних середовищ необхідно виконувати за допомогою пробовідбірників, розрахованих на максимальний тиск в обладнанні. Не дозволяється користуватися пробовідбірниками з несправними голчастими вентилями і з простроченим терміном їх перевірки. Перевірка пробовідбірників на герметичність проводиться не рідше ніж один раз на шість місяців.

13.4.17. Прилади, які розташовані на щитах керування КВПіА, повинні мати написи з зазначенням параметрів, що визначаються, і граничнодопустимих параметрів.

Сигнальні лампи та інші спеціальні прилади повинні мати написи, що вказують характер сигналу.

13.4.18. Роботи з налагодження, ремонту і випробування обладнання, систем контролю, керування, протиаварійного автоматичного захисту обладнання, трубопроводів, зв'язку та оповіщення повинні виключати іскроутворення. На проведення таких робіт у вибухонебезпечних зонах оформлюється наряд-допуск, розробляються заходи, що забезпечують безпеку організації і проведення робіт.

13.4.19. Попереджувальна і аварійна сигналізація повинна бути постійно включена в роботу.

13.4.20. Змінному технологічному персоналу дозволяється робити лише аварійні відключення окремих приладів і засобів автоматизації в порядку, встановленому ПЛАС.

13.4.21. Обладнання очищення, охолодження і сепарації газу повинно розташовуватись на відкритих площадках.

При встановленні обладнання слід передбачати:



а) основні проходи в місцях постійного перебування працівників, а також по фронті обслуговування щитів керування (за наявності постійних робочих місць) завширшки не менше ніж 2 м;

б) основні проходи по фронті обслуговування машин, насосів, повітродувки і апаратів з щитами керування, контрольно-вимірювальних приладів за наявності постійних робочих місць, завширшки не менше ніж 1,5 м;

в) проходи для огляду і періодичної перевірки та регулювання апаратів і приладів завширшки не менше ніж 0,8 м;

г) проходи між насосами завширшки не менше ніж 0,8 м;

г) 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, включаючи фундаменти, ізоляцію, огороження.

13.4.22. 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).

13.4.23. Стан повітряного середовища вибухонебезпечних приміщень повинен контролюватися стаціонарними газосигналізаторами, котрі при наявності загазованості 20 % НКГВ повинні подавати звуковий та світловий сигнал з автоматичним включенням аварійної вентиляції.

Не дозволяється 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 в повітрі робочої зони виробничих приміщень не повинен перевищувати ГДК.

13.4.24. Установка комплексної підготовки газу забезпечується засобами пожежогасіння в обсягах, передбачених проектом.

Не дозволяється експлуатація технологічного обладнання в приміщеннях, обладнаних системами автоматичного пожежогасіння, у разі несправності останніх (відсутність піноутворювача, несправність пожежних насосів чи піногенераторів та ін.).

13.4.25. На підприємстві повинна бути затверджена схема місць відбору проб на загазованість.

Відбір проб повітря до датчика газоаналізатора необхідно виконувати на робочих місцях в приміщеннях і на відкритих площадках на найбільш небезпечних і можливих (у

відношенні виділення газів) рівнях. Необхідно встановлювати не менше одного датчика на кожні 100 м<sup>2</sup> площі приміщення.

13.4.26. Датчики газоаналізаторів і сигналізаторів, які встановлюються у вибухонебезпечних приміщеннях, повинні бути у вибухозахищеному виконанні.

13.4.27. Не дозволяється експлуатація технологічних апаратів УКПГ:

а) при їх експлуатації понад встановлений підприємством-виробником термін чи понад 20 років у разі відсутності встановленого ресурсу без визначення додаткового ресурсу безпечної експлуатації;

б) при розгерметизації технологічного апарата;

в) при несправних запобіжних клапанах;

г) при несправних чи незадіяних регулювальних пристроях;

г) при несправній відключаючій запірній арматурі;

д) при несправних чи незадіяних засобах КВПіА, передбачених проектом;

е) при вилученні з технологічної обв'язки проектних рішень щодо спорожнення технологічних апаратів;

є) без заземлення технологічних апаратів за проектною схемою;

ж) з запобіжними клапанами, що не пройшли випробування у встановлений технічної документацією термін;

з) з експлуатацією газосепараторного обладнання в режимах можливого гідратуутворення (в тому числі з незадіяною системою подачі та регенерації інгібітору гідратуутворення);

и) з незадіяною проектною схемою контролю температури газу на теплообмінному обладнанні.

13.4.28. Установка комплексної підготовки газу повинна бути аварійно зупинена у випадках:

а) аварії на газопроводі - підключенні до магістрального газопроводу;

б) виникнення відкритого фонтана на свердловині;

в) аварійних розривів шлейфів газових свердловин, газозбірного колектора чи технологічних трубопроводів на промплощаді УКПГ;

г) пожежі на промплощаді УКПГ.

13.5. Додаткові вимоги до установок низькотемпературної сепарації газу

- 13.5.1. Територія установки огорожується і позначається попереджувальними знаками.
- 13.5.2. Не дозволяється застосування запірної арматури для створення дросель-ефекту при низькотемпературній сепарації газу.
- 13.5.3. На газосепараторах встановлюється не менше двох запобіжних пристроїв, кожен з яких повинен забезпечувати безаварійну роботу апарата.
- 13.5.4. Запобіжні пристрої на конденсатозбірнику повинні бути встановлені у верхній частині апарата.
- 13.5.5. Газ, що скидається запобіжними пристроями, повинен відводитися на факельну установку, що встановлена за межами території установки низькотемпературної сепарації газу на відстані не менше ніж 25 м від огороження.
- 13.5.6. 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.
- 13.5.7. На трубопроводі інертного газу або паропроводі для продувки камер згоряння і змішувача при зупинках вогневих підігрівачів і регенераторів повинні бути встановлені зворотні клапани і по дві запірні засувки, між якими встановлюється кран для продування.
- 13.5.8. Для розпалювання пальників вогневі підігрівачі і регенератори повинні мати запальники.
- 13.5.9. Конструкція трубчастої печі вогневого підігріву продукту повинна передбачати підведення пари або інертного газу для продувки камери згоряння і змішувача.
- 13.5.10. Камери згоряння печі, димоходи повинні обладнуватись системою пожежогасіння. Вентилі трубопроводів пожежогасіння необхідно розташовувати на відстані не менше ніж 10 м від печі.
- 13.5.11. Усі роботи в приміщеннях, де виділяються пари метанолу та їх вміст перевищує ГДК, повинні проводитись з використанням фільтрувальних протигазів.
- 13.5.12. Ємності і метанольниці повинні заповнюватись метанолом продавлюванням газу або за допомогою насосів при повній герметизації процесу.
- 13.5.13. Залишки метанолу з метанольниць повинні відкачуватись у закриту ємність (бачок), не дозволяється продувати їх в атмосферу. Усі роботи з метанолом необхідно проводити згідно з Інструкцією щодо заходів безпеки під час роботи з метанолом на підприємствах і в організаціях Міннафтохімпрому СРСР, затвердженою Міннафтохімпромом СРСР від 22.12.86 (НПАОП 24.1-5.05-86).
- 13.5.14. У приміщеннях, насичених парами аміаку, обслуговувальний персонал повинен користуватись фільтрувальними протигазами.

13.5.15. Для змазування компресорів холодильної станції повинні використовуватись лише масла, які передбачені в інструкціях підприємств-виробників. Масло з масловіддільників необхідно періодично перепускати в маслосбірники, з яких після відсмоктування парів холодоагенту через віддільники рідини масло спрямовується на регенерацію. Випускання масла безпосередньо з апаратів (посудин) не дозволяється.

13.5.16. Повітря та інші гази, які не конденсуються, повинні виділятися з системи холодильної станції через спеціально встановлений апарат.

13.5.17. При зупинці холодильної станції на довгий період (більше 10 днів) холодоагент необхідно відкачати на склад. Подачу води до конденсаторів, холодильників, масловіддільників і оболонок компресорів необхідно припинити, воду злити.

13.5.18. Турбодетандерний агрегат необхідно негайно зупинити з відключенням від газопроводу і випуском газу з технологічних комунікацій у випадку:

- а) зупинки технологічної лінії УКПГ;
- б) виникнення сильної вібрації;
- в) гідравлічного удару;
- г) появи металевого стуку в агрегаті;
- г) розриву технологічного газопроводу високого тиску;
- д) падіння рівня і тиску масла нижче допустимого;
- е) відхилення параметрів газу вище встановлених верхніх і нижніх граничних величин;
- є) припинення подачі електроенергії на УКПГ;
- ж) виникнення пожежі.

### 13.6. Вимоги до промислових трубопроводів

13.6.1. Проектування, будівництво та експлуатація промислових трубопроводів повинні здійснюватися відповідно до вимог будівельних норм "Проектирование промисловых стальных трубопроводов" (ВСН 51-3-85), "Ведомственные строительные нормы. Строительство промисловых трубопроводов. Технология и организация" (ВСН 005-88), "Ведомственные строительные нормы. Строительство магистральных и промисловых трубопроводов. Сварка" (ВСН 006-88), "Ведомственные строительные нормы. Строительство магистральных и промисловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I, часть II (формы документации и правила ее оформления в процессе сдачи-приемки)" (ВСН 012-88), "Ведомственные строительные нормы. Строительство магистральных и промисловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция" (ВСН 008-88), "Магистральные трубопроводы" (СНиП 2.05.06-85), Правил будови і безпечної експлуатації трубопроводів для горючих, токсичних і зріджених газів (ПУГ-69), затверджених Держгіртехнаглядом СРСР від 05.03.71 (НПАОП

60.3-1.15-71), та нормативних документів "Правила технической эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа" (РД 39-0147103-344-86), "Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10.0 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)" (РД 38.13.004-86).

13.6.2. Сталеві підземні трубопроводи повинні бути захищені від ґрунтової корозії згідно з проектом. Необхідність захисту від ґрунтової корозії промислових трубопроводів - шлейфів визначається відповідно до пункту 10.3 ВСН 51-3-85.

13.6.3. Технологічні трубопроводи надземної прокладки, по яких транспортуються вологі гази чи пластова вода, повинні мати теплову ізоляцію та обладнуватись обігрівальними пристроями (теплосупутниками). Допускається не виконувати теплоізоляцію трубопроводу вологого газу у випадку 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. Труби нафтогазоконденсатопроводів повинні з'єднуватись зварюванням. Фланцеві і різьбові з'єднання допускаються лише в місцях приєднання запірної арматури, регуляторів тиску та іншої апаратури, а також контрольно-вимірювальних приладів.

На початку та в кінці кожного трубопроводу необхідно встановлювати запірні пристрої для екстреного виведення трубопроводів з експлуатації.

13.6.6. До зварювання стиків трубопроводів допускаються спеціально підготовлені зварники, атестовані в порядку, передбаченому Правилами атестації зварників, затвердженими наказом Держнаглядохоронпраці від 19.04.96 N 61, зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 31.05.96 за N 262/1287 (НПАОП 0.00-1.16-96).

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 має здійснюватись за умови наявності ліцензії на здійснення діяльності з використання джерел іонізуючого випромінювання, з дотриманням Вимог та умов безпеки (ліцензійних умов) провадження діяльності з використання джерел іонізуючого випромінювання, затверджених наказом Держатомрегулювання України від 02.12.2002 N 125, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 17.12.2002 за N 978/7266 (НП 306.5.05/2.065-02) та Основних санітарних правил забезпечення радіаційної безпеки України, затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 02.02.2005 N 54, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 20.05.2005 року за N 552/10832 (ДСП 6.177-2005-09-02).

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 проектні рішення повинні бути включені в ПЛАС, затверджений керівником підприємства.

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 нормативних документів наведених у підпункті 13.6.1 пункту 13.6 глави 13 розділу VI цих Правил.

13.6.10. Не дозволяється 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 проекті.

13.6.12. У районах, де можуть виникнути зсуви земляних мас 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 середовище.

13.6.13. Запірну арматуру на трубопроводах необхідно відкривати і закривати повільно, щоб уникнути гідравлічного удару.

13.6.14. На всій запірній арматурі трубопроводів, яка має редуктор або запірний орган зі схованим рухом штока, повинні бути покажчики, що вказують напрямок їх обертання: "Відкрито", "Закрито". Уся запірна арматура повинна бути пронумерована відповідно до технологічної схеми.

13.6.15. Перед введенням в експлуатацію ділянка або весь трубопровід повинен піддаватись очищенню порожнини 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 проектної документації і технологічного регламенту.

13.6.17. Способи випробування та очищення порожнини трубопроводів встановлюються проектною організацією в робочому проекті, проекті виробництва робіт.

13.6.18. Перед початком продування і випробування трубопроводу газом або повітрям повинні бути визначені і позначені знаками небезпечні зони, у яких заборонено перебувати людям під час зазначених робіт.

13.6.19. При продуванні трубопроводу мінімальні відстані від місця випуску газу до споруд, залізниць і шосейних доріг, ліній електропередачі, населених пунктів визначаються згідно з табл. 1 цих Правил.

Таблиця 1

**Зони безпеки при очищенні і випробуванні трубопроводів повітрям і газом**

Умовний діаметр трубопроводу, мм	Протяжність небезпечної зони при очищенні порожнини в обидва боки від трубопроводу, м	Протяжність небезпечної зони при очищенні порожнини в напрямку вильоту йоржа чи поршня, м	Протяжність небезпечної зони при випробуванні в обидва боки від трубопроводу, м
До 300	40	600	100
Від 300 до 500	60	800	150
Від 500 до 800	60	800	200
Від 800 до 1000	100	1000	250
Від 1000 до 1400	100	1000	250

13.6.20. При гідравлічних випробуваннях та видаленні води з трубопроводів після випробувань повинні бути встановлені небезпечні зони (табл. 2), які необхідно позначити на місцевості попереджувальними знаками.

Таблиця 2

**Зони безпеки при гідравлічних випробуваннях трубопроводів**

Діаметр трубопроводу, мм	Протяжність небезпечної зони при тиску випробування 82,5 кгс/см <sup>2</sup> в обидва боки від осі трубопроводу, м	Протяжність небезпечної зони при тиску випробування 82,5 кгс/см <sup>2</sup> у напрямку можливого відриву заглушки від торця трубопроводу, м	Протяжність небезпечної зони при тиску випробування понад 82,5 кгс/см <sup>2</sup> в обидва боки від осі трубопроводу, м	Протяжність небезпечної зони при тиску випробування понад 82,5 кгс/см <sup>2</sup> у напрямку можливого відриву заглушки від торця трубопроводу, м
До 100	50	500	80	800
Від 100 до 300	75	600	100	900
Від 300 до 500	75	800	100	1200
Від 500 до 800	75	800	100	1200
Від 800 до 1000	100	1000	150	1500
Від 1000 до 1400	100	1000	150	1500

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:

а) вести спостереження за закріпленою за ними ділянкою трубопроводу;

б) не допускати перебування людей, тварин та руху транспортних засобів у небезпечній зоні і на дорогах, закритих для руху при випробуванні наземних або підземних трубопроводів;

в) 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 **P** роб.

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 2 кгс/см<sup>2</sup> у місці його подачі. Після закінчення витиснення 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 проектом, заглиблень, за винятком тих, що виконуються при ремонті або реконструкції за планом виробництва робіт.

13.6.27. Планова періодичність і обсяги обстежень трубопроводів встановлюються нафтогазовидобувним підприємством з урахуванням властивостей середовища, що транспортується, умов його транспортування і швидкості корозійних процесів, але не рідше одного разу на чотири роки. 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 здійснюватись при параметрах, що не перевищують передбачені проектом.



13.6.29. Не дозволяється 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 не дозволяється. У разі необхідності спуску слід виконувати вимоги глави 10 розділу IV цих Правил.

13.6.31. Періодичний контроль стану ізоляційного покриття трубопроводів проводиться існуючими 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 і очищення води перед її закачуванням у пласти, з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа.

13.7.2. Вибір типу резервуара, його обв'язки та внутрішньої оснащеності, протикорозійного покриття, способу монтажу обґрунтовується проектом 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. При відкриванні замірного люка, замірюванні рівня, відбиранні проб працівник не повинен ставати з підвітряного боку по відношенню 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 0,6 м. Площадки і переходи повинні мати перила.

Ходити безпосередньо по даху резервуара при його обслуговуванні не дозволяється.

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 1,1 м і нижнім бортом висотою не менше 0,10 м. Якщо верхня площадка змонтована поза дахом, то вона по краю повинна бути огорожена перилами. Замірний люк, замірний пристрій та інша арматура повинні розміщуватись на огороженій площадці.

13.7.8. Дихальна арматура, встановлена на даху резервуара, повинна відповідати проектному надлишковому тискові і вакууму.

13.7.9. Резервуари, до яких при мінусовій температурі навколишнього повітря надходять нафта, вода з температурою вище 0° С, оснащуються дихальними клапанами, які не примерзають.

13.7.10. Не дозволяється монтаж резервуарів місткістю понад 10000 м<sup>3</sup> рулонним методом.

13.7.11. Вертикальні шви першого пояса стінки резервуара не повинні бути розташовані між приймально-роздавальними патрубками; шви приварювання окремих елементів обладнання повинні розташовуватися не ближче 500 мм один від одного та від вертикальних з'єднань стінки, не ближче 200 мм від горизонтальних з'єднань.

13.7.12. Кожен окремо розташований резервуар (або групу резервуарів) необхідно огорожувати суцільним земляним валом, розрахованим на номінальний об'єм рідини, яка розлилася з резервуара (у випадку 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. Не дозволяється розміщення засувки усередині обвалування, крім запірних і корінних, установлених безпосередньо біля резервуара і призначених для обслуговування лише цього резервуара.

Колодязі і камери керування засувками необхідно розташовувати з 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. Не дозволяється 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 будівельних норм "Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа" зі зміною N 1, затвердженою наказом Держкомнафтогазпрому України від 24.12.99 N 136-а (ВБН В.2.2-58.1-94).

13.7.17. При спорудженні РВС відповідно до вимог будівельних норм "Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа", що затверджені наказом Держкомнафтогазпрому України (ВБН В.2.2-58.2-94) необхідно провести:

- а) контроль якості зварних з'єднань резервуарів;
- б) гідравлічні випробування;
- в) перевірку горизонтальності зовнішнього контуру днища;
- г) перевірку геометричної форми стінки резервуара.

13.7.18. Резервуари, що знаходяться в експлуатації, забезпечуються:

- а) технічним паспортом резервуара;
- б) технічним паспортом на понтон;
- в) градууювальною таблицею резервуара;
- г) технологічною картою резервуара;
- г) журналом поточного обслуговування;
- д) схемою нівелювання основи;
- е) схемою блискавкозахисту і захисту резервуара від проявів статичної електрики;
- є) 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 дозвіл Держгірпромнагляду на цей вид діяльності.

13.7.21. Не дозволяється 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.

Не дозволяється 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 здійснюється відповідно до вимог Правил будови і безпечної експлуатації факельних систем, затверджених Держгіртехнаглядом СРСР 13.06.84 (НПАОП 23.2-1.02-84).

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 по підприємству призначаються відповідальні особи з числа інженерно-технічних працівників, які пройшли перевірку знань щодо будови та безпечної експлуатації факельних систем.

14.5. Комплектність факельних систем, конструкція обладнання і оснащення, що входять до їх складу, умови експлуатації повинні відповідати в частині скидання та спалювання вуглеводневих нафтових і природних газів та парів вимогам НПАОП 23.2-1.02-84.

14.6. Факельну установку необхідно розташовувати з урахуванням рози вітрів, мінімальної довжини факельних трубопроводів і з урахуванням допустимої густини теплового потоку.

14.7. Територія навколо факельного стовбура, а також споруджень факельної установки повинна бути спланована, до них повинен бути забезпечений під'їзд.

14.8. Територія навколо факельного стовбура в радіусі його висоти, але не менше ніж 30 м відгороджується і позначається. В огороженні повинні бути обладнані проходи для персоналу і ворота для проїзду транспорту. Кількість проходів має дорівнювати числу факельних стовбурів, причому шлях до кожного стовбура повинен бути найкоротшим.

14.9. Усе обладнання факельної установки, крім обладнання факельного стовбура, розміщується поза огороженням.

14.10. Не дозволяється улаштовувати колодязі, приямки та інші заглиблення у межах огороженої території.

14.11. Факельні колектори і трубопроводи повинні бути мінімальної довжини і мати мінімальне число поворотів. Основний спосіб прокладення трубопроводів - надземний на опорах або естакадах. В обґрунтованих випадках допускається підземне прокладання трубопроводів.

14.12. Колектори і трубопроводи факельних систем повинні мати теплову ізоляцію і (або) на них повинні бути встановлені обігрівальні супутники для запобігання конденсації і кристалізації речовин у факельних системах.

14.13. 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.

14.14. 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.

14.15. Для запобігання утворенню в факельній системі вибухонебезпечної суміші необхідно виключити можливість підсмоктування повітря і передбачити безупинну подачу продувального газу до факельного колектора (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 колектора льодяними пробками.

Як продувний газ застосовують супутні або природні інертні гази, у тому числі гази, які одержують на технологічних установках і використовують як інертні гази.

14.16. 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.

14.17. Розпал факела повинен бути дистанційним.

14.18. 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.

14.19. Перед проведенням ремонтних робіт факельна система повинна бути від'єднана стандартними заглушками і продута інертним газом (азотом).

14.20. Факельні установки повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння відповідно до додатка 2 НАПБ А.01.001-2004.

14.21. У зоні огороження факельного стовбура не дозволяється перебувати особам, не пов'язаним з обслуговуванням факельних систем.

14.22. При облаштуванні нафтових, газових та газоконденсатних родовищ допускається застосування горизонтальних факельних систем з обов'язковим дотриманням таких умов:

а) виведення оголовка факела в огорожений земляний амбар;

- б) ухил факельного колектора у бік факельного амбара;
- в) оснащення факельного колектора засобами для вловлювання рідини (розширювальна камера або сепаратор);
- г) оснащення факельного колектора вогнеперегороджувальним клапаном;
- г) оснащення факельного пристрою засобами дистанційного автоматичного розпалу;
- д) забезпечення подавання на факел затворного газу з метою запобігання підсмоктуванню повітря у факельний колектор.

## **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 виконуватись відповідно до чинного законодавства та проекту на будівництво свердловини з урахуванням фактичних умов буріння, вирішуваних 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. Готовність території і свердловини для проведення геофізичних робіт підтверджується двостороннім актом (зразки актів перевірки готовності свердловини до промислово-геофізичних робіт і готовності свердловини до промислово-геофізичних робіт під тиском наведені в додатках 10, 11).

1.4. Геофізичні роботи повинні вестись у присутності повністю укомплектованої бурової бригади та представника підприємства, в віданні якого знаходиться свердловина. До геофізичних робіт може залучатися робочий персонал бурової (ремонтної) бригади і обладнання за взаємним погодженням сторін.

Не дозволяється проводити геофізичні дослідження в свердловинах при:

- а) газонафтоводопроявах;
- б) поглинанні бурового розчину (зі зниженням рівня понад 15 м на годину);
- в) невідповідності бурового розчину вимогам нормативно-технічних документів;
- г) виконанні на свердловині робіт, не пов'язаних з геофізичними дослідженнями.

1.5. При організації і проведенні геофізичних робіт необхідно дотримуватись вимог цих Правил, інструкцій з видів досліджень та операцій, Типової інструкції з організації безпечного ведення газонебезпечних робіт, затвердженої Держгіртехнаглядом СРСР від 20.02.85 (далі - НПАОП 0.00-5.11-85), НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 0.00-1.17-92.

При роботі на свердловинах геофізична техніка повинна встановлюватися з дотриманням забезпечення достатньої видимості і сигналізаційного зв'язку між лабораторією, підйомником та гирлом свердловини. Підйомник каротажної станції повинен бути загальмований і надійно закріплений.

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 непрацездатний пристрій для відрубування каротажного кабелю.

1.8. Про всі випадки залишення в свердловині ПВА з вибуховими матеріалами необхідно негайно інформувати територіальний орган Держгірпромнагляду.

1.9. Піднята зі свердловини ПВА, що не підлягає розряджанню внаслідок деформації корпусу, повинна знищуватися на місці виконання ПВР 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 06.07.2006 N 423, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 14.07.2006 за N 827/12701.

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 гирло свердловини, обладнання, інструмент і одяг працівників повинні бути перевірені дозиметром на відсутність радіоактивних забруднень.

1.12. У випадку аварії під час проведення робіт з використанням або перевезенням джерел іонізуючого випромінювання дії персоналу та ліквідація наслідків аварії регламентуються відповідними планами аварійних заходів та дій підприємства.

## **2. Вимоги до геофізичної апаратури і обладнання**

2.1. Геофізичні роботи в нафтових, газових, газоконденсатних та нагнітальних свердловинах повинні проводитись із застосуванням обладнання, кабелю і апаратури, технічні характеристики яких відповідають геолого-технічним умовам свердловин, що буряться і експлуатуються.

2.2. Каротажні підйомники повинні бути укомплектовані:

а) підвісними і направляючими блоками, упорними башмаками та пристроєм для рубання кабелю;

б) засобами візуального контролю глибини спуску-підйому кабелю, швидкості його просування і натягу;

в) з'єднувальними кабелями з міцним електроізоляційним покриттям;

г) 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 за наявності угоди між геофізичною організацією (підрядником) та підприємством (замовником), у віданні якого знаходиться свердловина, та після погодження з територіальним органом Держгірпромнагляду.

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. При геофізичних роботах повинен застосовуватись кабель, який не має порушень броньового покриття. Цілісність броні повинна періодично перевірятись, а після робіт в агресивних середовищах кабель повинен випробуватись на розривне зусилля.

2.9. При проведенні ПВР не дозволяється застосовувати вибухові патрони з незахищеними системами електропідривання або без блокувальних пристроїв.

### **3. Геофізичні роботи при бурінні свердловин**

3.1. При каротажі пробуреного стовбура свердловини підйомник і лабораторія повинні встановлюватись так, 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 з контролем глибини, натягу та зі швидкостями, які обираються залежно від конструкції свердловини і рекомендовані для відповідних типів апаратури і пристроїв.

3.5. При непроходженні 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. При випробуванні і дослідженні свердловин ВПК, а також при гідродинамічних дослідженнях підготовка до спуску ВПК повинна проводитись на містках бурової на спеціальних підкладках.

Розгерметизація пробовідбірників ВПК на свердловині допускається лише з застосуванням спеціальних пристроїв.

3.7. Проведення робіт із трубними пластовипробувачами допускається в свердловинах при справних буровому інструменті, насосах. Випробування об'єктів залежно від їх завдань може проводитись без та з випуском рідини доливу і пластового флюїду на поверхню.

3.8. При випробуванні свердловини з виведенням пластового флюїду на поверхню необхідно:

а) розрахувати колону бурильних труб на надлишковий внутрішній і зовнішній тиски, які можуть виникнути в процесі випробування, а також на розтяжне зусилля;

б) обладнати бурильну колону кульовим краном і спеціальною устьовою головкою, опресувавши їх на тиск, який на 10 % перевищує очікуваний в процесі операції;

в) провести обв'язку устя з маніфольдом бурових насосів та викидною лінією превенторної установки;

г) забезпечити можливість прямого і зворотного закачування бурового розчину в свердловину;

г) погодити схему обв'язки устя з територіальним органом Держгірпромнагляду;

д) 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;

е) забезпечити на буровій у місцях виходу пластового флюїду активну вентиляцію.

3.9. Не дозволяється 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 при вжитті додаткових заходів, які забезпечують безаварійність і безпеку робіт.

3.11. Геофізичні дослідження в обсадженому стовбурі свердловини повинні забезпечувати одержання інформації про здатність кріплення заколонного простору, унеможливити перетік між пластами та 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 досліджень начальник партії (загону) геолого-технічних досліджень разом з буровим майстром повинні провести цільовий інструктаж працівників бурової бригади і партії геологічних досліджень щодо безпечних методів експлуатації геофізичного обладнання і взаємодії під час виконання технологічних операцій з записом у журналі проведення інструктажів з охорони праці.

3.15. Керівник бурової бригади зобов'язаний інформувати начальника геофізичної партії (загону) про відхилення від проектного 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. При знаходженні 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 від нормальних (вмісту газу в розчині, витратах розчину на виході та його механічну швидкість тощо) з наступним записом про це у вахтовому журналі.

#### **4. Геофізичні роботи при експлуатації свердловин**

4.1. Геофізичні дослідження в процесі експлуатації свердловин проводяться відповідно до вимог проектів 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 безпечно проведення робіт з геофізичним гирловим обладнанням.

4.3. При проведенні дослідних робіт у свердловинах через НКТ їх низ повинен бути обладнаний спеціальною воронкою.

4.4. При дослідженнях у нагнітальних свердловинах для спуску-підняття приладів допускається короткочасне стравлювання тиску. Скидна вода, що використовується як робочий агент, повинна відводитись до спеціально підготовленого приймача.

4.5. При дослідженнях 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 з застосуванням пересувного лубрикаторного обладнання.

4.7. У всіх випадках дослідження свердловини через НКТ і за міжтрубним простором швидкість підняття кабелю повинна знижуватись при підході до башмака НКТ, глибинного насоса і устя свердловини.

4.8. Працівникам геофізичної партії (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 здійснюватись за індивідуальною програмою.

## **5. Перфорація обсадних колон**

5.1. Прострілочно-вибухові роботи у свердловинах проводяться відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.17-92.

5.2. Заходи безпеки, що впливають з прийнятої технології ПВР, повинні бути зазначені в технічному проекті на виконання ПВР по кожній конкретній свердловині. Розроблений геофізичною організацією (підрядником) технічний проект на виконання ПВР повинен бути погоджений з підприємством (замовником).

5.3. Керівник підрозділу з виконання ПВР (начальник партії, загону) повинен мати право відповідального керівництва підривними роботами. Керівник підривних робіт, які виконуються із застосуванням електропідривання, повинен пройти навчання з електробезпеки з присвоєнням кваліфікаційної групи не нижче III.

5.4. Безпосередню роботу з ВМ можуть виконувати лише підривники (каротажники), що мають Єдину книжку підривника, форма якої наведена в НПАОП 0.00-1.17-92.

Окремі операції щодо роботи з ПВА, які не пов'язані з поводженням із засобами ініціювання, монтажем і перевіркою електропідривної мережі, поводженням з ПВА, що відмовила, можуть виконувати проінструктовані в установленому порядку працівники геофізичних партій (загонів) під безпосереднім керівництвом підривника або керівника підривних робіт.

5.5. Обслуговувальний негеофізичне обладнання персонал, що залучається для виконання спуско-підйомних операцій і 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.

5.6. Геофізичні організації повинні мати експлуатаційну документацію на всі типи ПВА, які застосовуються ними, вироби з вибухових речовин, прилади вибухової справи і керуватися цією документацією на всіх стадіях поводження з ними.

5.7. Умови застосування ПВА в свердловинах (максимальні температура і гідростатичний тиск, мінімальний прохідний діаметр та ін.) повинні відповідати умовам, що допускаються експлуатаційною документацією на конкретну ПВА. У свердловинах з температурою і тиском в інтервалі перфорації (інтенсифікації) на рівні граничнодопустимих ( $\pm 10\%$ ) для апаратури, яка використовується, обов'язкове проведення вимірів цих параметрів перед спуском ПВА.

5.8. Приступати до виконання ПВР на свердловині дозволяється лише після закінчення робіт з підготовки її території, стовбура і обладнання до ПВР.

5.9. При виконанні ПВР устя свердловини повинне обладнуватись запірною арматурою, що забезпечує герметизацію при спуску, спрацьовуванні та піднятті ПВА.

5.10. Контрольне шаблонування стовбура свердловини необхідно виконувати спуском на кабелі шаблону, діаметр, маса і довжина якого повинні відповідати габаритно-масовим технічним характеристикам застосовуваної ПВА. При використанні ПВА нежорсткої конструкції (безкорпусних перфраторів, порохових генераторів тиску, шнурових торпед та ін.) обмеження по довжині шаблону, виготовленого з крихкого, що легко розбурюється, металу, не встановлюються.

5.11. Незалежно від наявності електроустановок усі металоконструкції свердловини повинні мати надійний металевий зв'язок між собою і заземлюватись на єдиний заземлювальний пристрій (контур заземлення свердловини).

5.12. На свердловині повинні бути підготовлені площадки для робіт зі спорядження і заряджання ПВА. 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.

При неможливості забезпечення зазначених відстаней розташовувати площадку необхідно з урахуванням мінімального ризику за погодженням з територіальним органом Держгірпромнагляду і зазначенням у проекті на виконання ПВР.

5.13. Навколо місць роботи з ВМ і ПВА повинні бути виставлені знаки позначення меж небезпечних зон підривних робіт:

- а) місць спорядження ПВА - радіусом не менше ніж 20 м;
- б) устя свердловини - радіусом не менше ніж 50 м.

5.14. Для приєднання окремих заземлювальних провідників геофізичного обладнання на металоконструкції свердловини в легкодоступному, добре видимому місці знаком "Земля" повинна бути позначена точка підключення.

5.15. При виконанні ПВР у темний час доби на свердловині повинне бути освітлення, виконане з урахуванням вимог НПАОП 0.00-1.17-92.

5.16. При використанні електричного методу підривання повинні вживатись заходи щодо захисту від блукаючих струмів. При неможливості їх виконання роботи із ЗІ та з монтажу ЕПМ необхідно проводити з дотриманням спеціальних заходів, які розробляються геофізичними організаціями і зазначених в технічному проекті на виконання ПВР. Дозволяється використання технічних засобів захисту від блукаючих струмів, допущених Держгірпромнаглядом до постійного застосування.

5.17. Перевірка справності цілком змонтованої ЕПМ повинна виконуватись замірюванням опору електричного кола допущеним для цієї мети Держгірпромнаглядом приладом після спуску апарата на глибину не менше 50 м. Після цього радіус небезпечної зони навколо устя свердловини може бути зменшений керівником підривних робіт.

5.18. При піднятті задіяної ПВА у разі відсутності апаратного контролю за фактом і повнотою підривання, аж до огляду ПВА підривником, режим небезпечної зони навколо устя свердловини повинен зберігатися.

5.19. Прострілочно-вибухові роботи у свердловині повинні виконуватись безперервно. При тривалих роботах повинні бути, як мінімум, дві зміни їх 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 до плану робіт.

5.21. При виникненні переливу бурового розчину та зростанням його інтенсивності необхідно терміново відрубати каротажний кабель за допомогою спеціального пристрою та загерметизувати устя.

## **VIII. ДОДАТКОВІ ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ПРИ РОЗРОБЦІ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ, ЩО МІСТЯТЬ СІРКОВОДЕНЬ**

### **1. Загальні вимоги**

1.1. Додаткові вимоги з урахуванням вимог інших глав цих Правил поширюються на об'єкти нафтових і газових родовищ, у продукції яких міститься сірководень у кількостях, достатніх (з урахуванням інтенсивності викиду) для утворення на території об'єктів і за їх межами загазованих зон з концентрацією сірководню, що перевищує граничнодопустимі санітарні норми.

Виконання вимог повинно гарантувати безпеку персоналу і населення, запобігти виникненню аварійних ситуацій.

1.2. Виробничі об'єкти розвідування та облаштування нафтових, газових і газоконденсатних родовищ, що містять сірководень та інші шкідливі речовини, повинні

бути ідентифіковані за класами небезпеки можливих викидів і витоків пари та газів в атмосферу відповідно до вимог НПАОП 0.00-6.21-02 та стандарту "ССБТ. Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности" (ГОСТ 12.1.007-76).

Вимоги цього розділу Правил поширюються на виробничі об'єкти, що містять джерела можливих викидів та витоків в атмосферу шкідливих речовин і сумішей, що належать до третього і більш високих класів небезпеки. Для таких об'єктів повинна бути встановлена буферна (захисна) зона.

1.3. 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 по підприємству.

1.4. На кожному технологічному об'єкті повинен бути ПЛАС, у якому передбачається розділ про роботу в сірководневому середовищі.

1.5. У ПЛАС, пов'язаних з можливою появою в повітрі робочої зони токсичних речовин, концентрацією вище ГДК, повинні бути визначені схеми розміщення та шляхи евакуації людей, під'їзні дороги, порядок контролю робочої зони, місцезнаходження засобів захисту працівників і аварійних засобів, заходи безпеки і обов'язки працівників при виникненні аварійних ситуацій.

З ПЛАС і сигналами тривоги повинен бути ознайомлений під підпис весь виробничий персонал.

1.6. Нафтогазодобувне підприємство повинно розробляти план заходів щодо захисту населення і довкілля у межах санітарно-захисної зони, а також у межах контуру родовища.

1.7. Ліквідація відкритих нафтових і газових фонтанів та аварій, пов'язаних з можливим викидом в атмосферу газу, що містить сірководень, повинна здійснюватись спеціалізованою аварійно-рятувальною службою, на яку також покладено проведення профілактичної роботи щодо запобігання виникненню відкритих фонтанів.

## **2. Вимоги до персоналу**

2.1. До робіт на об'єктах родовищ з умістом 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 охорони праці та пожежної безпеки під час робіт на цих об'єктах.

2.2. Не дозволяється перебування на технологічних об'єктах облаштування газових та нафтових родовищ, що містять сірководень, без засобів індивідуального захисту.

2.3. Не рідше одного разу на місяць на об'єктах повинні проводитись навчально-тренувальні заняття з обслуговувальним персоналом з ліквідації аварійних ситуацій згідно з ПЛАС.

2.4. Персонал сторонніх організацій, який залучається до робіт на газонебезпечних об'єктах, повинен пройти інструктаж з питань безпеки в обсязі, затвердженому технічним

керівником нафтогазодобувного (бурового) підприємства, та мати засоби індивідуального захисту.

2.5. Працівники, які безпосередньо виконують роботи в умовах можливого виділення токсичних речовин, повинні знати їх властивості, дію на організм людини, симптоми отруєння та прийоми надання долікарняної допомоги потерпілим.

2.6. При прийнятті на роботу всі без винятку працівники повинні проходити додаткове навчання і перевірку знань вимог безпеки з урахуванням специфіки виробництва за програмою, погодженою з територіальним органом Держгірпромнагляду.

2.7. Перед початком роботи керівник зобов'язаний ознайомити працівників з погодними умовами і умовами виходу з небезпечної зони в аварійній ситуації.

2.8. 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 засобами індивідуального захисту, знати їх будову і вміти користуватись ними.

2.9. Аналіз газоповітряного середовища на вміст сірководню повинен здійснюватись працівниками, які пройшли навчання та атестовані в установленому порядку (не менше двох осіб).

### **3. Вимоги до території, будівель і споруд**

3.1. Не дозволяється споруджувати на території гірничих відводів нафтових, газових та газоконденсатних родовищ з умістом сірководню будівлі та споруди, не пов'язані з видобуванням нафти і газу.

3.2. Приміщення для приготування і приймання їжі, відпочинку вахти, вузол зв'язку тощо розміщуються на відстані не менше 200 м від устя свердловини.

3.3. На території бурових і промплощадок повинні бути встановлені пристрої (конус, флюгер та ін.) для визначення напрямку вітру і покажчики сторін світу. У темний час доби пристрої необхідно освітлювати.

3.4. В операторній та інших приміщеннях, де перебуває експлуатаційний персонал, повинні бути вивішені:

а) 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;

б) 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 і оповіщення;

в) схема оповіщення із зазначенням номерів телефонів газорятівної та інших аварійних служб, державної пожежної безпеки, медсанчастини;

г) оперативна частина ПЛАС.

3.5. Відкриті ділянки циркуляційної системи повинні розташовуватись поза межами приміщення насосної.

3.6. Приміщення виробничих об'єктів повинні бути обладнані постійно діючою припливно-витяжною вентиляцією з механічним спонуканням.

У приміщеннях з періодичним перебуванням обслуговувального персоналу повинні бути встановлені газосигналізатори і вентиляційні установки з ручним вмиканням із зовнішнього боку приміщення.

3.7. Виробничий персонал повинен бути забезпечений телефонним або радіозв'язком з диспетчером підприємства, а працівники безпосередньо на газонебезпечному об'єкті - додатковим телефонним зв'язком.

3.8. Газонебезпечні місця, а також траси діючих трубопроводів позначаються знаками безпеки.

3.9. Не дозволяється наявність підвалів, заглиблень, не засипаних порожнин тощо на пром площах та у виробничих приміщеннях.

3.10. Не дозволяється розміщення будівель та споруд замкнутим чи напівзамкнутим контуром. Виходи з будівель не повинні направлятись у бік обладнання і установок, де можливе виділення токсичних речовин.

3.11. На території пром площах не дозволяється підземне прокладання трубопроводів, які транспортують токсичні речовини. Не дозволяється розміщення з'єднань надземних трубопроводів, у тому числі і зварних, у недоступних для огляду місцях.

3.12. Виробничі об'єкти, під'їзні дороги до них повинні бути позначені знаками безпеки.

3.13. Не дозволяється злив токсичних речовин у систему каналізації без нейтралізації.

#### **4. Технологічне обладнання**

4.1. Технологічне обладнання, що експлуатується в сірководневому середовищі, повинне вибиратися з урахуванням параметрів технологічних процесів і корозійно-агресивного середовища. Використання обладнання в стандартному і корозійностійкому виконанні регламентується таблицями 3, 4.

У паспортах на корозійностійке обладнання повинні бути гарантії підприємства-виробника щодо можливості його застосування в агресивному середовищі. Крім того, повинен бути забезпечений його інгібіторний захист.



4.2. Ємнісне обладнання з рідинами, що містять сірководень, повинне бути оснащено сигналізатором верхнього граничного рівня, пристроєм для дистанційного заміру рівня рідини та нижнім пробовідбірником. Ємності циркуляційної системи бурової установки повинні бути обладнані відповідно до вимог підпункту "е" пункту 2.1 глави 2 розділу V цих Правил.

Таблиця 3

**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 ( $CH\ 2S$ ) для багатофазного флюїду "нафта-газ-вода" з газовим фактором менше 890 нм 3/м 3**

Виконання обладнання	$P_{абс} < 1,83 \cdot 10^6$ Па (18,6 кгс/см <sup>2</sup> )				$P_{абс} > 1,83 \cdot 10^6$ Па (18,6 кгс/см <sup>2</sup> )		
	$CH\ 2S < 4$ % (об)	4 % < $CH\ 2S < 15$ %		$CH\ 2S > 15$ % (об)	$CH\ 2S < 0,02$ % (об)		$CH\ 2S > 0,02$ % (об)
		$P_{H\ 2S} < 7,3 \cdot 10^4$ Па	$P_{H\ 2S} > 7,3 \cdot 10^4$ Па		$P_{H\ 2S} < 345$ Па	$P_{H\ 2S} > 345$ Па	
Стандартне	+	+	-	-	+	-	-
Стійке до СКР	-	-	+	+	-	+	+

Таблиця 4

**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 ( $CH\ 2S$ ) для вологого газу або обводненої нафти з газовим фактором більше 890 нм 3/м 3**

Виконання обладнання	$P_{абс} < 450$ кПа (4,6 кгс/см <sup>2</sup> )		$P_{абс} > 450$ кПа (4,6 кгс/см <sup>2</sup> )		
	$CH\ 2S < 10$ % (об)	$CH\ 2S > 10$ % (об)	$CH\ 2S < 0,75$ % (об)		$CH\ 2S > 0,75$ % (об)
			$P_{H\ 2S} < 345$ Па	$P_{H\ 2S} > 345$ Па	
Стандартне	+	-	+	-	-
Стійке до СКР	-	+	-	+	+

4.3. 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.

4.4. Маніфольд протитискидного обладнання, бурильні труби, ліфтові труби, трубопроводи, що перебували в контактi з сірководнем, після їх демонтажу перед повторним використанням повинні бути піддані дефектоскопії, опресовані і перевірені на герметичність.

4.5. Відповідність якості труб обсадних і ліфтових колон технічним умовам та їх стійкість до СКР під напругою повинна підтверджуватись сертифікатом.

4.6. Використовуване на об'єктах обладнання і апаратура, які безпосередньо контактують із сірководневим середовищем, повинні бути в антикорозійному виконанні.

4.7. Герметичність фланцевих з'єднань, арматури, люків, апаратів, рознімних частин обладнання тощо необхідно перевіряти індикаторним папером.

4.8. Газ, що містить сірководень, не дозволяється стравлювати в атмосферу без спалення або нейтралізації.

4.9. 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.

4.10. Контроль корозійного стану обладнання здійснюється:

а) установленням контрольних зразків (свідки корозії);

б) за показниками швидкості корозії;

в) із застосуванням ультразвукової і магнітної товщинометрії.

Методи, періодичність і місця контролю корозійного стану кожного виду обладнання встановлюються технічним керівником нафтогазодобувного підприємства.

4.11. При експлуатації засобів КВПіА і телемеханіки необхідно контролювати корозійний стан лічильників нафти, газу, конденсату, регулювальних та запірних клапанів, пристроїв для відбору проб.

## **5. Розробка проектів на розвідку, розробку і облаштування родовищ, будівництво свердловин**

5.1. Проект на будівництво та облаштування родовища розробляється з урахуванням вимог "Инструкции по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород", затвердженої Держгіртехнаглядом СРСР 05.12.77. Проект 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- і пожежобезпеки виробничого персоналу та населення, яке проживає в зоні можливої загазованості.

5.2. У проєкті облаштування родовища повинні бути передбачені місця розташування острівців газової безпеки, засобів колективного захисту працівників і населення, станцій контролю загазованості навколишнього середовища, постів газової безпеки, вітрових конусів, контрольно-пропускних пунктів.

5.3. Проектні рішення повинні передбачати раціональне використання природних ресурсів, виключення можливості незворотних техногенних змін природного середовища, у тому числі і при можливих аварійних викидах 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 рішення, спрямовані на запобігання, локалізацію, ліквідацію аварій і захист працівників та населення від небезпечних виробничих факторів.

5.4. У проектній документації повинні бути в повному обсязі представлені розрахунки і обґрунтування розмірів буферної зони газонебезпечних об'єктів, що виключають можливість перевищення на її межах встановлених Міністерством охорони здоров'я України значень токсичних доз шкідливих речовин у приземному шарі атмосферного повітря при різних метеорологічних умовах.

Розрахунки і обґрунтування буферної зони повинні бути виконані спеціалізованою організацією з урахуванням максимальних (за обсягом і тривалістю) прогнозованих аварійних викидів шкідливих речовин. На території буферної зони не дозволяється проживання населення. При вахтовому методі працівникам на родовищі дозволяється розміщатись у вахтових селищах, розташованих у буферній зоні, за умови виконання всіх проектних рішень щодо облаштування родовища.

5.5. За кожним з основних організаційно-технічних рішень, спрямованих на забезпечення газової безпеки персоналу і населення на період можливих аварійних викидів, у проектній 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.

5.6. При виявленні в пластовому флюїді першої розвідувальної свердловини сірководню, що не передбачалося проектом, подальше будівництво свердловини повинно проводитись з дотриманням вимог цього розділу Правил.

5.7. У технічному завданні на проектування облаштування родовищ повинні обумовлюватися наявність та кількість токсичних речовин у пластових флюїдах.

Проект розробки родовища повинен додатково включати:

- а) вимоги до інгібіторного захисту обладнання і труб;
- б) основні рішення щодо охорони надр;
- в) компонентний склад пластового флюїду та наявність в ньому токсичних та корозійно-активних компонентів;
- г) вимоги до використання супутніх продуктів (сірководень, конденсат, гелій та ін.).

5.8. У проектах на будівництво свердловин додатково повинні бути надані:

- а) умови розрахунку обсадних і насосно-компресорних (ліфтових) колон, виходячи з граничної напруги сталей труб, що прийнята не вище 0,75 від межі текучості;
- б) конструкції свердловин з врахуванням наявності токсичних речовин в пластових флюїдах;
- в) методи та періодичність перевірки зношення і контролю корозійного стану бурильних, ведучих, НКТ і елементів трубних колон;
- г) типи нейтралізаторів, методи і технологія нейтралізації сірководню в буровому розчині, а також витрата реагентів з цією метою на весь процес буріння свердловини;
- г) методи контролю вмісту сірководню і реагенту-нейтралізатора в буровому розчині;
- д) методи і засоби провітрювання робочої зони площадки бурової установки, підвишкового простору та приміщень, включаючи приміщення насосного блока і очищення бурового розчину;
- е) заходи щодо захисту людей в процесі буріння, випробування і освоєння свердловини;
- є) методи і засоби контролю вмісту сірководню в повітрі робочої зони;
- ж) місця встановлення стаціонарних газоаналізаторів для виявлення токсичних компонентів в повітрі робочої зони;
- з) технологія дегазації бурового розчину з наступним відведенням газу на спалювання;
- и) типи інгібіторів, їх необхідний обсяг при роботах з освоєння і випробування свердловин;
- і) заходи щодо запобігання газонафтоводопроявам та їх раннього виявлення;
- ї) порядок збору і зберігання рідких продуктів у закритих ємностях до нейтралізації і подальшої утилізації;
- й) методи контролю заповнення свердловини при підйомі інструмента;
- к) методи контролю та регулювання параметрів бурового розчину і регулювання гідродинамічного тиску при здійсненні спуско-підйомних операцій і циркуляції;
- л) методи контролю витиснутого зі свердловини розчину при спуску інструмента;
- м) об'єм запасу бурового розчину при розкритті та випробуванні пластів, що містять токсичні речовини;

- н) періодичність та засоби контролю і підтримки параметрів запасного бурового розчину;
- о) тампонажні суміші, стійкі до дії сірководню, для цементування обсадних колон;
- п) таблиці з результатами досліджень щодо наявності в газі, нафті, газоконденсаті і пластовій воді токсичних речовин (по раніше пробурених свердловинах);
- р) середньовизначена за об'ємом покладів (родовищ) наявність токсичних речовин і небезпеки ускладнень, які можуть виникнути при їх розробці;
- с) заходи з охорони надр і навколишнього середовища;
- т) пластові тиски та температури пластів, що містять токсичні речовини;
- у) технологія встановлення аварійного цементного мосту в процесі буріння та випробування.

## **6. Буріння та кріплення свердловин**

6.1. Перед розкриттям продуктивних горизонтів, флюїди яких містять сірководень, необхідно:

- а) установити станцію геолого-технічного контролю;
- б) установити попереджувальні знаки навколо території бурової;
- в) перевірити наявність та справність приладів контролю за вмістом сірководню в повітрі робочої зони, наявність і готовність ЗІЗ;
- г) обробити буровий розчин нейтралізатором;
- г) провести перевірку стану противикидного обладнання;
- д) мати на буровій запас матеріалів і хімічних реагентів, у тому числі нейтралізуючих сірководень, достатній для обробки бурового розчину в кількості не менше одного об'єму свердловини;
- е) забезпечити цілодобове чергування автотранспорту;
- є) визначити маршрути для виходу працівників з небезпечної зони при аварійних ситуаціях;
- ж) провести позачерговий інструктаж працівників щодо їх дій згідно з ПЛАС.

6.2. Розкриття сірководневміщувальних горизонтів дозволяється після перевірки готовності бурової установки і персоналу спеціальною комісією, призначеною наказом по буровому підприємству, за участю представників спеціалізованої аварійно-рятувальної служби, служби охорони праці підприємства, державного пожежного нагляду та Держгірпромнагляду (за погодженням). 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.

6.3. При бурінні пластів, що містять сірководень, необхідно контролювати наявність сірководню і сульфідів у буровому розчині. У разі їх виявлення додатково обробляють буровий розчин нейтралізатором.

6.4. Буріння продуктивних горизонтів на об'єктах родовищ, що відповідають пункту 1.1 глави 1 розділу VIII цих Правил, 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.

6.5. 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.

6.6. Відстань від устя свердловини до блоку бурових насосів повинна бути не менше ніж 30 м. Приміщення насосної повинно бути відділене від відкритих ділянок циркуляційної системи суцільною перегородкою.

6.7. 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 врахуванням рози вітрів пересувного вагон-модуля із запасом ЗІЗ та медикаментів на випадок виникнення аварійної ситуації.

6.8. Дільниця циркуляційної системи від устя до вібросит повинна бути закритою. Дегазація бурового розчину при наявності в газі токсичних компонентів необхідно здійснювати через вакуумний дегазатор з наступними нейтралізацією газу та відведенням його на факельну установку.

6.9. Перед виконанням робіт з установлення цементних мостів, спуску колон при розкритих пластах буровий розчин повинен бути оброблений нейтралізатором.

6.10. 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. Захоронення шламу, що містить токсичні компоненти, здійснюється за погодженням з установами санітарно-епідеміологічної служби відповідної адміністративної території.

6.11. Контроль за рівнем бурового розчину в приймальній та доливній ємностях повинен здійснюватися за допомогою приладів.

6.12. На робочому місці верхового працівника повинен постійно розміщуватись ізолювальний дихальний апарат.

## **7. Ведення промислово-геофізичних робіт**

7.1. Промислово-геофізичні роботи у свердловинах, де розкриті пласти, що містять сірководень, повинні проводитись за планом, затвердженим технічними керівниками геофізичного підприємства і підприємства-замовника та погодженим зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою. Планом робіт додатково передбачається:

а) періодичність промивок та максимальна тривалість циклу промислово-геофізичних робіт між промивками;

б) графік контролю токсичних речовин в повітрі робочої зони та в буровому розчині;

в) інформація про застосовувані нейтралізатори бурового розчину та інгібітори корозії;

г) схема розміщення на буровій геофізичного обладнання та шляхи евакуації персоналу.

7.2. Промислово-геофізичні роботи дозволяється проводити після перевірки стану свердловини, обладнання, засобів зв'язку та оформлення відповідного акта.

Перед проведенням ПВР під час шаблонування свердловини необхідно визначити гідростатичний тиск в інтервалі прострілу. Проведення ПВР дозволяється лише у випадку, якщо заміряний гідростатичний тиск перевищує пластовий на величину, визначену в підпункті 3.3.3 пункту 3.3 глави 3 розділу V цих Правил.

7.3. Роботи з випробування пластів, що містять сірководень, трубними випробувачами в процесі буріння свердловин повинні проводитись за планами, погодженими з територіальним органом Держгірпромнагляду і спеціалізованою аварійно-рятувальною службою.

7.4. Стан вікон салонів геофізичних лабораторій та підйомника повинен забезпечувати можливість огляду робочої площадки і швидкого провітрювання салону.

7.5. При роботі в умовах, які утруднюють подачу сигналів про наявність сірководню (вітер, сніг, туман тощо), керівником ППР повинен бути виділений працівник для нагляду за цими пристроями, який повинен бути проінструктований і забезпечений необхідними ЗІЗ та засобом зв'язку.

7.6. Промислово-геофізичні роботи в ускладнених умовах, а також ПВР та роботи по ліквідації аварій у свердловинах повинні виконуватись під безпосереднім керівництвом головних спеціалістів геофізичного підприємства.

7.7. На свердловині повинен бути запас нейтралізатора, достатній для виконання необхідної кількості промивок, передбачених комплексом ПГР.

7.8. Прилади та геофізичний кабель при підйомі з свердловини повинні безперервно омиватися водою.

7.9. Кожна геофізична партія повинна забезпечуватися засобами контролю газоповітряного середовища та ЗІЗ, які повинні зберігатись у спеціально відведених місцях спецавтомобілів.

7.10. Промислово-геофізичні роботи не дозволяється виконувати при концентрації токсичних речовин в повітрі робочої зони вище ГДК. Під час перерви в роботі персонал геофізичної партії повинен виходити за межі небезпечної зони. Самохідна геофізична техніка повинна бути постійно готовою до переміщення.

## **8. Освоєння і гідродинамічні дослідження свердловин**

8.1. 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 число працівників, заходи і засоби забезпечення їх безпеки, уключаючи 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 додаватись схема розташування обладнання, машин, механізмів із зазначенням маршрутів виходу з небезпечної зони в умовах можливої аварії та загазованості при будь-якому напрямку вітру, а також схема розташування об'єктів у санітарно-захисній зоні і прилеглих населених пунктах.

8.2. Фонтанна арматура повинна бути з'єднана з продувними відводами, спрямованими в одному напрямку. Кожен відвід повинен мати довжину не менше ніж 100 м і з'єднуватися з 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 від максимального тиску.

Відводи необхідно кріпити до бетонних або металевих стійок, при цьому не повинно бути поворотів і провисань. Спосіб кріплення відводу повинен виключати можливість виникнення місцевих напружень.

8.3. До фонтанної арматури 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  $200 \text{ м}^3/\text{т}$  довжина лінії складає 50 м. У всіх інших випадках довжина лінії глушіння повинна бути не менше ніж 100 м.

8.4. 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 бути виключений 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.

8.5. 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.

8.6. Не дозволяються гідродинамічні дослідження та освоєння свердловин без нейтралізації або спалення продукції свердловин.

8.7. Виклик притоку і гідродинамічні дослідження повинні виконуватись в світлий час доби під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника.

8.8. При спалюванні газу з наявністю сірководню повинні бути забезпечені умови, при яких концентрація шкідливих речовин у приземному шарі атмосфери населених пунктів чи виробничих об'єктів не перевищить санітарних норм.

8.9. На час виклику припливу із пласта та глушіння свердловини необхідно забезпечити:

а) постійне цілодобове чергування відповідальних осіб за графіком, затвердженим технічним керівником підприємства, відповідальним за проведення цих робіт;

б) цілодобове чергування транспорту для евакуації людей в разі аварійної ситуації;

в) постійну готовність до роботи цементувальних агрегатів;

г) готовність працівників до захисту в разі аварійного викиду.

8.10. За відсутності припливу освоєння свердловини проводиться з використанням:

а) природного або супутнього нафтового газу;

б) дво- і багатофазних пін, інертних до сірководню та вуглекислого газу;

в) піноутворювальних сумішей;

г) інертних газів;

г) рідини меншої густини, 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.

8.11. Не дозволяється при дослідженні і освоєнні свердловини підходити до устя, трубопроводів, розподільних пультів, сепараційних установок без ізолюючого дихального апарата.

8.12. Не дозволяється виконувати освоєння свердловин, розташованих у заплавних зонах рік, у період паводків.

8.13. 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, оформлений згідно з ДСТУ 3413-96. При піднятті дріт повинен проходити через герметичний пристрій з нейтралізатором сірководню.

8.14. Перед відкриттям засувки на вузлі відводу, а також при спуску (піднятті) глибинного приладу до свердловини працівники, не пов'язані з цими операціями, мають бути віддалені на безпечну відстань у навітряний бік.

8.15. Відкривати засувки на вузлі відводу та витягати прилади з лубрикатора, розбирати їх необхідно в ізолюючих дихальних апаратах.

8.16. Після закінчення освоєння або дослідження свердловини прилади, апаратура, спецодяг повинні пройти спеціальну обробку з нейтралізації сірководню.

8.17. Після завершення робіт необхідно провести контроль повітря робочої зони на наявність сірководню і перевірку герметичності гирлової арматури.

## **9. Експлуатація і ремонт свердловин**

9.1. Наземне обладнання повинне мати продувну та аварійну (для глушіння свердловини) лінії завдовжки не менше 100 м, опресовані з коефіцієнтом запасу, рівним 1,25 від очікуваного максимального тиску. Лінії повинні бути обладнані зворотними клапанами.

9.2. При вмісті сірководню в природному газі понад 0,6 % об. не дозволяється експлуатація свердловини фонтанним способом без вибірного свердловинного обладнання, що включає:

- а) посадковий ніпель для приймального клапана і глухої пробки;
- б) пакер для ізоляції експлуатаційної колони, клапан циркуляційний, клапан інгібіторний, устьовий клапан-відсікач, вибірний клапан-відсікач.

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 вибірного свердловинного обладнання при обов'язковому добавлянні інгібітору в

експлуатаційну та ліфтову колони. Експлуатація свердловини повинна здійснюватись по ліфтових трубах.

9.3. При вмісті сірководню в природному газі понад 0,6 % об. конструкція фонтанної арматури 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 фонтанної арматури, пригирловим клапан-відсікачем повинне бути дистанційним. Пульт керування засувками виноситься на безпечну відстань (не менше 25 м від устя).

9.4. У процесі експлуатації повинна періодично проводитись перевірка клапан-відсікача на спрацьовування відповідно до технічної документації підприємства-виробника та технічного регламенту, затвердженого технічним керівником нафтогазодобувного підприємства.

9.5. Свердловини і шлейфи необхідно оглядати щодня при об'їзді мобільною бригадою в складі не менше двох операторів, що мають при собі дихальні апарати, засоби контролю повітря і зв'язку. Результати оглядів повинні реєструватись у спеціальному журналі.

9.6. При виявленні в устьовій арматурі витоку нафти, газу, що містить сірководень, свердловину необхідно негайно закрити за допомогою відповідної засувки чи пригирлового клапан-відсікача з пульта керування. При виявленні 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 газорятувальних служб.

9.7. У процесі експлуатації свердловин повинен вестись постійний контроль за наявністю тиску в міжколонному просторі згідно з графіками огляду. Результати огляду повинні реєструватись у спеціальних журналах.

При виявленні тиску в міжколонному просторі повинні бути проведені необхідні дослідження і вжиті оперативні заходи для виявлення і усунення причини перетоку. За результатами досліджень вирішується питання про можливість експлуатації свердловини.

9.8. Перед початком ремонтних робіт (зміни устьової арматури, ремонту підземного обладнання та ін.), 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.

9.9. На устя фонтанної свердловини на період ремонту необхідно встановити противикидне обладнання. До складу його повинен входити превентор із зрізуючими плашками. Промивальний агрегат під час ремонту фонтанної свердловини повинен бути постійно підключений до затрубного простору свердловини.

Схема обладнання устя свердловини погоджується з територіальним органом Держгірпромнагляду.

9.10. З появою ознак нафтогазопрояву ремонтні роботи на свердловині повинні бути негайно припинені і вжиті заходи щодо ліквідації ускладнення.

9.11. Не дозволяється залишати відкритим устя свердловини під час перерв у роботі з переобладнання устя (заміни хрестовин, противикидного обладнання, фонтанної арматури тощо).

9.12. Система автоматизації добувних свердловин і присвердловинного обладнання повинна забезпечувати:

а) подачу реагенту до свердловини і припинення його подачі при можливих аварійних ситуаціях, сигналізацію про аварійні відхилення технологічних параметрів;

б) автоматичне відключення свердловин при порушенні режиму.

## **10. Збір і підготовка нафти, газу і газового конденсату**

10.1. На підприємствах складається і затверджується технічним керівником графік проведення перевірки герметичності фланцевих з'єднань, арматури, люків та інших джерел можливих виділень сірководню.

10.2. Для перекачування сірководневміщуючих середовищ повинні використовуватись насоси з подвійним торцевим ущільненням або з електромагнітними муфтами.

10.3. Стічні води установок підготовки нафти, газу і газового конденсату повинні піддаватись очищенню, а при вмісті сірководню та інших шкідливих речовин вище ГДК - нейтралізації.

10.4. До розкриття і розгерметизації технологічного обладнання необхідно здійснювати заходи щодо дезактивації пірофорних відкладень.

Перед оглядом і ремонтом ємності й апарати повинні бути пропарені й промиті водою для запобігання самозайманню пірофорних відкладень. Дезактивація пірофорних сполучень повинна включати заходи з застосуванням пінних систем на основі ПАР або інших методів, що відмивають стінки апаратів від цих сполучень.

10.5. До роботи всередині ємності й 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 пірофорних відкладень, огляду і ремонту такого обладнання визначається інструкцією, затвердженою технічним керівником підприємства.

10.6. Щоб уникнути самозаймання пірофорних відкладень при ремонтних роботах, усі вузли, які розбираються, і деталі технологічного обладнання повинні бути змочені технічними мийними засобами.

10.7. За наявності на об'єктах видобування газо- і продуктопроводів з великим геометричним об'ємом необхідно секціонувати їх шляхом установа автоматичних засувов, що забезпечують наявність у кожній секції при нормальному робочому режимі не більше 2000 - 4000 нм<sup>3</sup> сірководню.

10.8. Запірна арматура, устаноена в колодязях, повинна мати дистанційне керування або пристрій для дистанційного відкриття.

10.9. Вертикальний факельний пристрій розміщується на відстані не ближче ніж 200 м від промплоадаки УКПГ. Висота факела повинна бути не менше ніж 35 м. Територія навколо факельного пристрою в радіусі 50 м повинна бути спланована та огорожена.

## **11. Контроль повітряного середовища**

11.1. На установах, у приміщеннях та на промплоадаках, де можливе виділення сірководню в повітря робочої зони (бурова установка, добувна свердловина, установки з виміру дебіту нафти і газу та ін.), повинен здійснюватись постійний контроль повітряного середовища і сигналізація небезпечних концентрацій сірководню.

11.2. Контроль за станом повітряного середовища на території промислових об'єктів повинен бути автоматичним з виведенням показів датчиків на диспетчерський пункт.

11.3. Місця встановлення датчиків стаціонарних автоматичних газосигналізаторів визначаються проектом облаштування родовища з урахуванням густини газів, параметрів обладнання, що застосовується, його розміщення та рекомендацій постачальників.

На бурових установах датчики повинні бути розміщені біля основи бурової вишки, ротора, на початку жолобної системи, біля вібросит, у насосному приміщенні (2 одиниці), біля приймальних ємностей (2 одиниці) та в службовому приміщенні.

11.4. Стаціонарні газосигналізатори повинні мати звуковий і світловий сигнали з виходом на диспетчерський пункт (пульт керування) та за місцем установа датчиків, проходити перевірку перед монтажем, а також державну перевірку в процесі експлуатації у встановлені терміни.

11.5. 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 заноситись:

а) до журналу реєстрації аналізів;

б) до карти проб (фіксуються необхідні дані відбору проб: місце, процес, напрямок і сила вітру, інші метеорологічні умови та ін.).

11.6. Виміри концентрації сірководню газоаналізаторами на об'єкті повинні проводитись за графіком підприємства, а в аварійних ситуаціях - газорятівною службою із занесенням результатів вимірів до журналу (форма журналу контролю повітря на вміст сірководню наведена в додатку 12).

11.7. При виявленні в повітрі робочої зони сірководню вище ГДК необхідно негайно:

- а) надягнути ізолюючий дихальний апарат (протигаз);
- б) сповістити керівника робіт (об'єкта) і людей, які перебувають у небезпечній зоні;
- в) ужити першочергових заходів щодо ліквідації загазованості відповідно до ПЛАС;
- г) особам, які не пов'язані з ужиттям першочергових заходів, необхідно залишити небезпечну зону і направитись до місця збору, установленого планом евакуації.

Подальші роботи з ліквідації аварії проводяться спеціально підготовленим персоналом із залученням працівників бригади і фахівців.

## **12. Засоби індивідуального захисту**

12.1. Кількість і типи засобів індивідуального захисту 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 проектом.

12.2. Ізолюючі дихальні апарати повинні застосовуватись обслуговувальним персоналом при виконанні операцій, передбачених технологією проведення робіт в умовах можливого виділення сірководню, а також при виникненні аварійної ситуації. При роботі в ємностях та колодязях допускається застосування шлангових протигазів.

12.3. 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 заносяться у реєстраційний журнал обслуговування дихальних апаратів.

12.4. Газозахисні засоби необхідно перевіряти відповідно до інструкцій з експлуатації підприємств-виробників у лабораторії газорятівної служби.

12.5. 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.

### **13. Консервація та ліквідація свердловин**

13.1. 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.

13.2. У башмак останньої проміжної колони ліквідованої свердловини встановлюється цементний міст заввишки не менше 200 м.

13.3. Цемент для встановлення цементних мостів повинен бути корозійностійким і відповідати геолого-технічним умовам.

13.4. Рідина, якою заповнюється стовбур свердловини, повинна бути оброблена інгібітором корозії та нейтралізатором.

13.5. 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.

13.6. 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 технічну колону або кондуктор), заповнену на глибину не менше 2 м цементною пробкою. Під цементною пробкою повинен проходити заглушений зверху за допомогою зварювання патрубків з установленим вентилем для забезпечення контролю за тиском у колоні.

13.7. Для запобігання замерзанню верхня частина стовбура ліквідованої свердловини на глибину 5 м заповнюється незамерзаючою рідиною (соляровим маслом, нафтою, розчином хлористого кальцію).

13.8. 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.

13.9. Консервація свердловини повинна унеможливити вихід токсичних речовин на усті та забезпечити захист колон та устьового обладнання від корозії на весь період консервації.

13.10. 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.

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною  
надр, геолого-маркшейдерськими  
роботами та переробкою корисних  
копалин Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

**ПОГОДЖЕНО:**

**Міністр палива та енергетики  
України**

**Ю. Продан**

**Голова Державного комітету  
України з питань технічного  
регулювання та споживчої політики**

**О. С. Шнипко**

**Директор виконавчої дирекції  
Фонду соціального страхування  
від нещасних випадків на виробництві  
та професійних захворювань України**

**Ю. Мельников**

**Голова Державного комітету  
ядерного регулювання України**

**О. А. Миколайчук**

**Перший заступник Міністра,  
головний державний санітарний  
лікар України**

**М. Г. Проданчук**

**Голова Центральної Ради  
профспілки працівників  
нафтогазпрому України**

**О. Г. Попел**

**Заступник Міністра України  
з питань надзвичайних ситуацій та  
у справах захисту населення від  
наслідків Чорнобильської  
катастрофи**

**В. Третьяков**



Додаток 1  
до Правил безпеки в нафтогазодобувній  
промисловості України

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Головний інженер \_\_\_\_\_  
(назва підприємства,  
організації)

\_\_\_\_\_ (підпис, ініціали, прізвище)  
" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ р.

**НАРЯД-ДОПУСК**  
**на виконання робіт підвищеної небезпеки**

**I. Наряд**

1. Відповідальному виконавцю робіт з бригадою у складі \_\_\_\_\_ осіб виконати такі роботи:

\_\_\_\_\_ (найменування робіт, місце проведення)

2. Необхідні для виконання робіт:

матеріали \_\_\_\_\_  
інструменти \_\_\_\_\_  
захисні засоби \_\_\_\_\_

3. При підготовці та виконанні робіт забезпечити такі заходи безпеки \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (перераховуються основні заходи і засоби щодо забезпечення безпеки праці)

4. Особливі умови \_\_\_\_\_

5. Початок робіт у \_\_\_\_ год \_\_\_\_ хв \_\_\_\_\_. 200\_\_ р.

Закінчення робіт у \_\_\_\_ год \_\_\_\_ хв \_\_\_\_\_. 200\_\_ р.

Режим роботи \_\_\_\_\_  
(одно-, дво-, тризмінний)

6. Відповідальним виконавцем робіт призначається

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

7. Наряд-допуск видав \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові, підпис)

8. Наряд-допуск прийняв:

відповідальний керівник робіт

\_\_\_\_\_ (посада, прізвище, ім'я та по батькові, підпис)

9. Заходи щодо забезпечення безпеки праці й порядок виконання робіт погоджені відповідальною особою цього підприємства (цеху, ділянки)

\_\_\_\_\_

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

## II. Допуск

10. Інструктаж щодо заходів безпеки на робочому місці відповідно до інструкцій

\_\_\_\_\_

(найменування інструктажу або скорочений зміст інструктажу)

провів відповідальний керівник робіт \_\_\_\_\_

(дата, підпис)

11. Інструктаж пройшли члени бригади:

Прізвище, ім'я та по батькові	Професія, розряд	Дата	Підпис особи, яка пройшла інструктаж
1	2	3	4

12. Робоче місце та умови праці перевірені. Заходи безпеки, указані в наряді-допуску, забезпечені.  
Дозволяю приступити до роботи \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(посада, прізвище, ім'я та по батькові

представника діючого підприємства, який допускає до роботи, дата та підпис)

Відповідальний керівник робіт \_\_\_\_\_

(дата, підпис)

Відповідальний виконавець робіт \_\_\_\_\_

(дата, підпис)

13. Початок робіт у \_\_\_\_ год \_\_\_\_ хв \_\_\_\_ . \_\_\_\_ . 200\_ р.

Відповідальний керівник робіт \_\_\_\_\_

(дата, підпис)

14. Роботи закінчені, робочі місця перевірені (матеріали, інструменти, пристрої тощо прибрані).  
Наряд закрито в \_\_\_\_ год \_\_\_\_ хв \_\_\_\_ . \_\_\_\_ . 200\_ р.

Відповідальний виконавець робіт \_\_\_\_\_

(дата, підпис)

Відповідальна особа підприємства \_\_\_\_\_

(дата, підпис)

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

Додаток 2  
до Правил безпеки в нафтогазодобувній  
промисловості України

## МІНІМАЛЬНІ ВІДСТАНІ ОБ'ЄКТІВ ОБЛАШТУВАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ ДО БУДІВЕЛЬ І СПОРУД, м

N з/п	Об'єкти	Житлові будинки, гуртожитк и, вахтові селища	Громадсь кі будинки	Промислові й сільськогосподарсь кі підприємства	Магістральні нафтогазопровод и	Лінії електропереда ч	Електропідстанц ії
1	Устя нафтових свердловин - фонтанних, газліфтних; устя газових і газоконденсатн их свердловин	300	500	100	*	60	100
2	Устя нафтових свердловин - нагнітальних та з механізованим видобутком	150	250	50	*	30	50
3	Устя контрольних, законсервовани х, п'єзометричних свердловин з						
	Р пл > Р гідр	300	500	100	*	60	100
	Р пл < Р гідр	150	250	50	*	30	50
4	Устя ліквідованих експлуатаційни х нафтових, газових, газоконденсатн их та свердловин підтримання пластового тиску	50	50	30	30	30	30
5	Устя ліквідованих експлуатаційни х свердловин, що не відкрили нафтогазові горизонти	30	30	30	30	30	30
6	Приміщення і будівлі з видобування нафти, замірні установки, сепараційні установки,	300	500	100	*	Згідно з пунктами 2.5.163, 2.5.167 ПУЕ	80

	ДНС, кушова насосна станція (КНС), КС, УПН, установка попереднього скидання (УПС)						
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.

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

Додаток 3  
до Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості  
України

**МІНІМАЛЬНІ ВІДСТАНІ МІЖ БУДІВЛЯМИ І СПОРУДАМИ ОБ'ЄКТІВ ОБЛАШТУВАННЯ НАФТОВОГО  
РОДОВИЩА, м**

Будівлі і споруди	устья експлуатаційних нафтових і газліфтих свердловин	устья нагнітальних свердловин	Замірні та сепараційні установки	Дотискувальні насосні станції (технологічні площадки)	Аварійні резервуари ДНС (типу РВС)	Установки поперемного скидання пластової води (УПС)	Печі і блоки вогневого нагрівання нафти	Факел і аварійного спалювання газу	Свічі для скидання газу	Компресорні станції газліфта	Установки підготовки газу (УПГ)	Блоки газорозподільної апаратури, вузли обліку нафти і газу, керування засувками і запускання та приймання	Кушові насосні станції і системи підтримки пластового тиску (ППТ) блочні КНС (БКНС)	Водорозподільні пункти (ВРП), блоки напірної гребінки (БГ)	Дренажні, каналізаційні ємності	Блоки для закачування хімреагентів, інгібіторів корозії та метанолу	Компресорні повітря	Апарат повітряного охолодження	Трансформаторні підстанції (ТП) напругою до 10 кВ і розподільні пристрої (РП) (відкриті, закриті)	Операторні, окремо розташовані шафи та блоки керування К і А	Вагон-будинок для обігрівання персоналу	Допоміжні будівлі (виробничо-побутовий блок, їдальня, складське приміщення для допоміжного обладнання, котельня)
1. Устья експлуатаційних нафтових і газліфтих	5	5	9	30	39	39	39	100	30	39	39	9	30	9	9	9	15	30	26\12	24	30	39

свердловин																						
2. Устя нагнітальних свердловин	6	6	9	15	24	24	24	100	30	24	24	9	15	9	9	9	15	15	25\12	24	30	39
3. Замірні та сепараційні установк	9	9	+	+	15	+	15	60	30	9	9	+	9	9	9	+	9	15	25\12	+++	18	39
4. Дотискувальні насосні станції (технологічні площадки)	30	15	+	+	15	+	15	60	80	+	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39
5. Аварійні резервуари ДНС (типу РВС)	39	24	15	15	+	15	30	100	15	16	15	12	15	15	+	12	30	30	+++	+++	39	39
6. Установк а попереднього скиду пластової води (УПС)	39	24	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	18	39
7. Печі і блоки вогневого нагріву	39	24	15	15	30	15	+	60	30	18	18	15	15	15	9	15	9	9	15	9	18	39

нафти																						
8. Факели аварійного спалювання газу	100	100	60	60	100	60	60	h\фак	h\фак	100	100	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	100
9. Свічі для скидання газу	30	30	30	30	15	30	30	h\фак	+	30	30	30	30	30	30	30	30	30	60	60	60	100
10. Компресорні станції газліфта	39	24	9	+	15	+	18	100	30	+	9	+	15	9	9	9	9	15	+++	++	30	30
11. Установки підготовки газу (УПГ)	39	24	9	+	15	+	18	100	30	9	+	+	15	9	9	+	9	15	+++	+++	30	30
12. Блоки газорозподільної апаратури (БГРА), вузли обліку нафти й газу, керування засувками і запускання і приймання куль	9	9	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	9	9	9	9	15	+++	+++	18	30
13. Кушові насосні	30	15	9	15	15	15	15	60	30	15	15	15	+	+	9	0	9	15	+++	+++	9	30

станції системи ППТ (КНС, БКНС)																						
14. Водорозп'ядільні пункти (ВРП), блоки напірної гребінки (БГ)	9	9	+	9	16	9	15	60	30	9	9	9	+	+	9	9	9	15	+	+	9	30
15. Дренажні каналізаційні ємності	9	9	9	9	+	9	9	60	30	9	9	9	9	9	+	9	9	9	9	9	9	30
16. Блоки для закачування хімреагентів, інгібіторів корозії та метанолу	9	9	+	+	12	+	15	50	30	9	+	9	9	9	9	+	9	15	+	+	18	30
17. Компресорні повітря	16	15	9	9	30	9	9	60	30	9	9	9	9	9	9	9	+	+	9	9	9	9
18. Апарати повітряного охолодження	30	15	15	15	30	15	9	100	30	15	15	15	15	15	9	15	+	+	9	9	9	9
19. Трансфор	25\12	25\12	25\12	+++	+++	+++	15	60	80	+++	+++	+++	+++	+++	9	+++	9	9	+	+	+++	+++



маторні підстанції напругою до 10 кВ та РП відкриті і закриті																						
20. Операторні, окремо розташовані шафи й блоки керування К і А	24	24	+++	+++	+++	+++	9	60	60	+++	+++	+++	+++	+++	9	+++	9	9	+	+	++	++
21. Вагон для обігрівання персоналу	30	30	18	18	39	18	18	60	60	30	30	18	9	9	9	18	9	9	+++	++	+	++
22. Допоміжні будівлі	39	39	39	39	39	39	39	100	100	30	30	30	30	30	30	30	9	9	+++	++	++	++

+ Відстані не нормуються.

++ Відстані приймаються відповідно до розділу СНиП II-89-80.

+++ Відстані приймаються відповідно до ПУЕ.

### Примітки:

1. У графі 19 відстані зазначені дробом: у чисельнику - до відкритих ТП і РП, у знаменнику - до закритих ТП і РП.

2. Відстань між устями окремо розташованої експлуатаційної і такої, що буриться, свердловини необхідно приймати не менше висоти бурової вишки плюс 10 м.

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

Додаток 4  
до Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості  
України

**МІНІМАЛЬНІ ВІДСТАНІ МІЖ БУДІВЛЯМИ І СПОРУДАМИ, ЯКІ РОЗМІЩУЮТЬСЯ НА ТЕРИТОРІЇ  
ПІДПРИЄМСТВА З ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, м**

N з/п	Будівлі і споруди	Дотискувальний компресорний цех горючих газів, холодильна установка	Технологічні установки виробництв категорій А, Б	Апарати вогневого нагрівання продуктів і газу	Наземні резервуари легкозаймистих і горючих рідин об'ємом не більше 2000 м <sup>3</sup> (метанолу, бензину, масла, газового конденсату)	Те саме об'ємом понад 2000 м <sup>3</sup>	Зливально-наливні пристрої залізничних й автомобільних цистерн	Площадки відключаючих пристроїв на вході газопроводів від свердловин (шлейфів)	Будівлі й споруди, у яких розміщуються виробничі процеси з використанням відкритого вогню (котельні та ін.)	Окремо розташовані виробничі будівлі з виробництвом категорії Д (компресорні станції, повітряні насосні станції водопостачання, операторні, хлораторні тощо)	Ремонтно-механічні й авторемонтні майстерні, гаражі, склади матеріалів та обладнання, допоміжні будівлі	Насосні станції протипожежного водопостачання, приміщення для зберігання обладнання та інвентарю, вогнегасильних речовин
1	Дотискувальний компресорний цех горючих газів, холодильна установка	**	*	18	**	39	18	18	30	9	30	18
2	Технологічні установки виробництв категорій А, Б	*	*	15	18	18	15	9	30	9	30	18
3	Апарати вогневого нагрівання продуктів і газу	18	15	-	18	39	18	18	15	15	30	18
4	Наземні резервуари легкозаймистих і горючих рідин об'ємом не більше 2000 м <sup>3</sup> (метанолу, бензину, масла, газового конденсату)	**	18	18	-	-	15	30	**	**	30	**

5	Те саме об'ємом понад 2000 м <sup>3</sup>	39	18	39	-	-	18	39	39	**	39	39
6	Зливно-наливні пристрої залізничних й автомобільних цистерн	18	15	18	15	18	-	30	30	18	18	18
7	Площадки відключаючих пристроїв на вході газопроводів від свердловин (шлейфів)	18	9	18	30	39	30	-	30	9	30	18
8	Будівлі й споруди, у яких розміщуються виробничі процеси з використанням відкритого вогню (котельні та ін.)	30	30	15	**	39	30	30	-	**	**	**
9	Окремо розташовані виробничі будівлі з виробництвом категорії Д (компресорні станції повітряні, насосні станції водопостачання, операторні, хлораторні тощо)	9	9	15	**	**	18	9	**	**	**	**
10	Ремонтно-механічні й авторемонтні майстерні, гаражі, склади матеріалів та обладнання, допоміжні будівлі	30	30	30	30	39	18	30	**	**	**	**
11	Насосні станції протипожежного водопостачання, приміщення для зберігання протипожежного обладнання та інвентарю, вогнегасних речовин	18	18	18	**	39	18	18	**	**	**	**

\* Відстані не нормуються.

\*\* Відстані приймаються відповідно до СНиП II-89-80.

### Примітки:

1. Відстані від невогневого боку апарата вогневого нагрівання продуктів і газу (позиція 3) до технологічних установок допускається зменшувати до 9 м.

2. Відстані, що вказані в позиціях 4 та 5, для підземних резервуарів допускається зменшувати на 50 %.

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

Додаток 5  
до Правил безпеки в нафтогазодобувній  
промисловості України

## НОРМИ ШТУЧНОГО ОСВІТЛЕННЯ ВИРОБНИЧИХ ОБ'ЄКТІВ

N 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	50
	Лебідка	30
	Підйомна щогла	10
	Люлька верхового працівника	30
	Приймальні містки	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
	Простір між резервуарами, місце заміру рівня та керування засувками	5
10	Нафтоналивні і зливні естакади (горловина цистерни)	20
11	Нафтові пастки	10
12	Склади:	
	Громіздких предметів	30
	Хімічних реагентів	30
	Пально-мастильних матеріалів	30
13	Стоянки автомашин	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.

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

\_\_\_\_\_

(назва підприємства, організації)

**Акт про випробування нагнітальних ліній бурових насосів**

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_ р.

Бурова N \_\_\_\_\_ Площа \_\_\_\_\_

Ми, що нижче підписалися, відповідальний представник вишкомонтажної організації  
\_\_\_\_\_,  
(прізвище, ім'я та по батькові)

механік \_\_\_\_\_,  
(посада, прізвище, ім'я та по батькові)

буровий майстер (інженер з буріння)

\_\_\_\_\_,  
(прізвище, ім'я та по батькові)  
машиніст цементувального агрегату

\_\_\_\_\_,  
(прізвище, ім'я та по батькові)  
склали цей акт про те, що нами здійснено

випробування водою насосів типу \_\_\_\_\_,

у кількості \_\_\_\_\_ одиниць,

нагнітальної лінії діаметром \_\_\_\_\_ мм,

стояка діаметром \_\_\_\_\_ мм

і компенсаторів типу \_\_\_\_\_

тиском \_\_\_\_\_ кгс/см<sup>2</sup>

протягом \_\_\_\_\_ хв.

Падіння тиску за період випробування склало \_\_\_\_\_ кгс/см<sup>2</sup>

або \_\_\_\_\_ %.

Заміри тиску виконувалися манометром N \_\_\_\_\_,



клас точності \_\_\_\_\_

Запобіжні пристрої встановлені на тиск \_\_\_\_\_ кгс/см<sup>2</sup>.

На підставі вищевикладеного комісія вважає: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Відповідальний представник вишкомонтажної організації \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

Механік \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

Буровий майстер (інженер з буріння) \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

Машиніст цементувального агрегату \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

**Примітка.** Підписи скріпляються штампом вишкомонтажної бригади (бурової бригади).

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

\_\_\_\_\_  
(назва підприємства, організації)

**Акт про перевірку бурової вишки**

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_ р.

Ми, що нижче підписалися, механік \_\_\_\_\_,  
(прізвище, ім'я та по батькові)

буровий майстер \_\_\_\_\_,  
(прізвище, ім'я та по батькові)

бригадир бригади з огляду та ремонту бурових вишок \_\_\_\_\_,  
(прізвище, ім'я та по батькові)

склали цей акт про перевірку бурової вишки типу \_\_\_\_\_,

заводський номер \_\_\_\_\_,

інвентарний номер \_\_\_\_\_, яка встановлена на буровій N \_\_\_\_\_

У процесі перевірки бурової вишки, обладнання і пристроїв, що на ній розміщені, виконані такі роботи:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Необхідно виконати такі роботи \_\_\_\_\_  
(замінити, справити тощо)

У результаті перевірки і виконання вищевказаних робіт комісія вважає, що бурова вишка  
\_\_\_\_\_, заводський номер \_\_\_\_\_, інвентарний номер \_\_\_\_\_

і кріплення на ній встановленого обладнання і пристроїв \_\_\_\_\_  
(придатні, не придатні)

до експлуатації.

Механік \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

Буровий майстер \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

Бригадир бригади з огляду бурових вишок \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

**Примітка.** Підписи скріплюються штампом бурової бригади.

\_\_\_\_\_

(назва підприємства, організації)

### **Акт про введення в експлуатацію бурової установки**

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_ р.

Свердловина N \_\_\_\_\_,

площа \_\_\_\_\_,

що розміщена \_\_\_\_\_

Ми, що нижче підписалися, комісія у складі \_\_\_\_\_

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

перевірили готовність до пуску бурової установки \_\_\_\_\_,

(типу)

що має: бурову вишку \_\_\_\_\_,

фундамент \_\_\_\_\_,

(типу)

лебідку \_\_\_\_\_ з приводом від \_\_\_\_\_,

бурові насоси \_\_\_\_\_ з приводом від \_\_\_\_\_,

(типу)

(типу)

ротор \_\_\_\_\_ з приводом від \_\_\_\_\_,

(типу)

редуктор \_\_\_\_\_, кронблок \_\_\_\_\_,

талевий блок \_\_\_\_\_, підйомний гак \_\_\_\_\_,

вертлюг \_\_\_\_\_, глиномішалку \_\_\_\_\_

з приводом від \_\_\_\_\_

і допоміжне обладнання: \_\_\_\_\_

Під час перевірки виявлено:

1. Комплектність бурової установки \_\_\_\_\_

2. Технічний стан обладнання \_\_\_\_\_

3. Стан талевого каната \_\_\_\_\_

4. Наявність і стан огорожень частин механізмів, що рухаються і обертаються, струмоведучих

частин та циркуляційної системи \_\_\_\_\_

5. Укомплектованість бурової установки контрольно-вимірювальними приладами \_\_\_\_\_

6. Наявність приладів і пристроїв малої механізації та автоматизації, а також пристроїв з охорони праці \_\_\_\_\_

(зазначити, чи відповідає затвердженому переліку

або причини невідповідності) \_\_\_\_\_

7. Освітлення бурової установки \_\_\_\_\_

8. Наявність аварійного освітлення \_\_\_\_\_

9. Стан культбудки \_\_\_\_\_

10. Стан каната для легкості \_\_\_\_\_

11. Забезпечення та виконання вимог пожежної безпеки \_\_\_\_\_

12. Наявність інструкцій і плакатів з охорони праці та пожежної безпеки \_\_\_\_\_

13. Наявність та кількість первинних засобів пожежогасіння \_\_\_\_\_

14. Наявність прав на ведення бурових робіт у майстрів і бурильників \_\_\_\_\_

15. Знання членами бригади Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості України \_\_\_\_\_

16. До акта додаються:

а) акт про випробування нагнітальних ліній бурових насосів;

б) акт про випробування обмежувача підняття талевого блока;

в) акт про опресування пневмосистеми бурової установки.

Висновок комісії: \_\_\_\_\_

Підписи:

\_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я та по батькові)

\_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я та по батькові)

\_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я та по батькові)

---

(прізвище, ім'я та по батькові)

**Примітка.** Підписи членів комісії скріпляються штампом бурової бригади.

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

**ПЕРЕЛІК ПОРУШЕНЬ ВИМОГ ПРОТИФОНТАННОЇ БЕЗПЕКИ,  
НЕСУМІСНИХ З БЕЗПЕЧНИМ ВИКОНАННЯМ РОБІТ НА НАФТОВИХ  
І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ**

1. Поглиблення свердловини після спуску обсадної колони і 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 передбаченого в проектній документації.

2.2. Фактична кількість превенторів менша, ніж у затвердженій схемі.

2.3. Відсутність у превенторній компоновці надпревенторної катушки.

2.4. Відсутність рознімного зливного жолоба.

3. Несправність противикидного обладнання і обв'язки устя свердловини:

3.1. Негерметичність фланцевих з'єднань вузлів противикидного обладнання.

3.2. Негерметичність зварних швів вузлів противикидного обладнання і 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 10 м від устя свердловини.

5. Порухення правил монтажу викидних трубопроводів превенторної установки:

5.1. Довжина викидних трубопроводів менше 100 м для газових свердловин та менше 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 катушки, 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.

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

\_\_\_\_\_  
(найменування організації - замовника, власника)

**Акт перевірки готовності свердловини до промислово-геофізичних робіт**

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_ р.

Свердловина N \_\_\_\_\_ Площа \_\_\_\_\_

Ми, що нижче підписалися, начальник бурової установки (старший буровий майстер)

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові)  
геолог \_\_\_\_\_ та начальник промислово-геофізичної партії  
(прізвище, ім'я та по батькові)

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові)  
склали цей акт про те, що нами перевірена готовність свердловини до промислово-геофізичних робіт.

У результаті перевірки встановлено:

1. Рівень промивної рідини в свердловині \_\_\_\_\_

2. Питома вага промивної рідини, яка використовувалася при бурінні інтервалів перфорації \_\_\_\_\_

3. Промивна рідина заготовлена в кількості \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup> і має  
параметри:  
питома вага \_\_\_\_\_,

в'язкість \_\_\_\_\_

4. Проробка і промивання стовбура свердловини виконувалися \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(тип і діаметр долота, інтервали і тривалість промивання, проробки, дата)

5. Уступи, обвали, пробки \_\_\_\_\_  
(є чи ні, на якій глибині)

6. Останній спуск (підняття) інструмента відбувався \_\_\_\_\_  
(спостерігалися чи ні затягування та інші порушення норми)

7. Підлога бурової установки та приймальні містки відповідають вимогам безпеки і очищені від глинистого розчину, нафти, нафтопродуктів та інших забруднень \_\_\_\_\_

8. Для встановлення блок-балансу споруджена площадка, а також площадка для розміщення



геофізичного обладнання \_\_\_\_\_,  
заземлювальні пристрої \_\_\_\_\_

9. Устя свердловини обладнане засувкою, опресованою на тиск \_\_\_\_\_ кгс/см<sup>2</sup>.

10. Бурова лебідка і привід справні.

Висновки:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Начальник бурової установки (старший буровий майстер) \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

Геолог \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

Начальник промислово-геофізичної партії \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

**Примітка.** Підписи скріпляються штампами бурової бригади і геофізичної організації.

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

\_\_\_\_\_  
(найменування організації - замовника, власника)

**Акт перевірки готовності свердловини до промислово-геофізичних робіт  
під тиском**

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_ р.

Свердловина N \_\_\_\_\_ Площа \_\_\_\_\_

Призначення і стан свердловини на період дослідження \_\_\_\_\_

Ми, що нижче підписалися, начальник УКПГ, (начальник промислу, старший майстер)

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові)  
представник геологічної служби замовника \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові)  
та представник геофізичної організації (начальник промислово-геофізичної партії) \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_, склали цей акт про те, що нами  
перевірена

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові)  
готовність промплощадки та свердловини N \_\_\_\_\_ до промислово-геофізичних досліджень.

У результаті перевірки встановлено:

1. Устя свердловини забезпечено промплощадкою площею \_\_\_\_\_ м<sup>2</sup>. Контури промплощадки погоджені із землекористувачами і місцевими органами влади відповідно до чинного законодавства.

2. Під'їзд до устя свердловини по \_\_\_\_\_ дорозі за маршрутом \_\_\_\_\_  
(тип дороги) (указати маршрут)

3. Фонтанна арматура типу \_\_\_\_\_ на усті свердловини справна, пройшла регламентні перевірки. До викидів НКТ і затруб'я підведені трубопроводи Ø \_\_\_\_\_ мм від колектора УКПГ та на факельний амбар. На ФА є справні штуцери для встановлення зразкових манометрів

\_\_\_\_\_  
(де встановлені штуцери - НКТ, затруб'я, міжколонний простір)

4. Промплощадка устя свердловини забезпечує розміщення, установлення та монтаж-демонтаж відповідного геофізичного обладнання і техніки \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(пересувна лубрикаторна установка, підіймач, лабораторія, перфораторна станція та ін.)

5. Для обслуговування ФА \_\_\_\_\_ площадка, що унеможливорює  
ковзання

(наявність - є чи немає)

персоналу.

6. Для збирання рідкого флюїду та вуглеводневої сировини (нафта, конденсат) замовник надає ємність об'ємом \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>.

Висновки:

\_\_\_\_\_

Начальник УКПГ, (начальник промислу, старший майстер) \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

Представник геологічної служби замовника \_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

Представник геофізичної організації (начальник промислово-геофізичної партії)  
\_\_\_\_\_  
(дата, підпис)

**Примітка.** Підписи скріпляються штампами бурової бригади та геофізичної організації.

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**

**Журнал контролю повітря на вміст сірководню**

N аналізів	Дата і час відбору проб	Місце відбору проб (N свердловини промислу)	Кількість сірководню, мг/м3	Особа, яка проводила аналіз	Причина підвищеної загазованості	Заходи щодо усунення причин підвищеної загазованості
1	2	3	4	5	6	7

**Начальник Управління організації  
державного нагляду за охороною надр,  
геолого-маркшейдерськими роботами  
та переробкою корисних копалин  
Держгірпромнагляду**

**М. Е. Капланець**