



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

**МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ
З ДЕРЖАВНОГО НАГЛЯДУ ЗА БЕЗПЕЧНИМ
ВЕДЕННЯМ РОБІТ ПІД ЧАС БУДІВНИЦТВА
НАФТОВИХ ТА ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН**

Київ – 2007

Зміст

I. Загальні положення.....	3
II. Нормативні посилання.....	3
III. Основна проектна та дозвільна документація.....	6
IV. Введення змонтованої бурової установки в експлуатацію.....	7
V. Запобігання нафтогазоводопроявам і відкритому фонтануванню свердловин.....	11
VI. Монтаж і експлуатація противикидного обладнання.....	13
VII. Освоєння і випробування закінчених бурінням свердловин.....	16
VIII. Ліквідація аварій під час буріння свердловин	16
IX. Додатки:	
Додаток 1. Наряд-допуск на виконання робіт підвищеної небезпеки	18
Додаток 2. Акт про випробування нагнітальних ліній бурових насосів.....	20
Додаток 3. Акт про перевірку бурової вишки.....	21
Додаток 4. Акт про введення в експлуатацію бурової установки.....	22
Додаток 5. Перелік питань, які мають бути перевірені під час обстеження бурових, що виконують роботи з будівництва свердловин на нафту та газ.....	24

**МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ
З ДЕРЖАВНОГО НАГЛЯДУ ЗА БЕЗПЕЧНИМ
ВЕДЕННЯМ РОБІТ ПІД ЧАС БУДІВНИЦТВА
НАФТОВИХ ТА ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.**

I. Загальні положення

Методичні рекомендації розроблено на допомогу державним інспекторам, які здійснюють державний нагляд за охороною праці на об'єктах проведення геологорозвідувальних робіт та під час будівництва свердловин.

Рекомендації складені на основі чинних законодавчих та нормативно-правових актів про охорону праці.

Рекомендації містять основні питання, на які необхідно звертати особливу увагу під час перевірок суб'єктів господарської діяльності, що проводять геологічне вивчення надр та будівництво свердловин на нафтогазових родовищах.

Текст рекомендацій містить посилання на відповідні пункти Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України (НПАОП 11.1-1.20-03).

Рекомендації розглянуті на семінарі-наradі з начальниками інспекцій з охорони надр, з керівниками міжрегіональних груп та інспекторами з питань проведення державного нагляду за дотриманням законодавства з охорони праці та промислової безпеки у галузі геологічного вивчення надр /м. Бердянськ, 2006/ та колеги Держгірпромнагляду /м. Київ, 2007/.

II. Нормативні посилання:

Позначення нормативного акта	Назва	Ким, коли затверджений, реєстрація в Мін'юсті
1	Закон України "Про внесення змін до Закону України "Про охорону праці"	ВРУ, 21.11.02 №229-IV

Позначення нормативного акта	Назва	Ким, коли затверджений, реєстрація в Мін'юсті
2	Закон України "Про аварійно-рятувальні служби"	ВРУ, 14.12.99 №1281-XIV
3	Закон України "Про об'єкти підвищеної небезпеки"	ВРУ, 18.01.01 №2245-III
4	Земельний кодекс України	ВРУ, 25.10.01 №2196-XII
5	Водний кодекс України	ВРУ, 06.06.95 №213/95-ВР
6	Кодекс України про надра	ВРУ, 27.07.94 № 132/94-ВР
7	НПАОП 11.1-1.20-03 Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України	Держнаглядохоронпраці України від 19.12.2003 р. № 258
8	Про затвердження переліку об'єктів та окремих територій, які підлягають постійному та обов'язковому обслуговуванню державними аварійно-рятувальними службами	КМУ, від 04.08.00 пост. № 1214
9	Про ідентифікацію та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки	КМУ від 11.07.2002 пост. № 956
10	НПАОП 0.00-1.17-92 Єдині правила безпеки при вибухових роботах Зміни: 1 2	Держгіртехнагляд України, 25.03.92 Держнаглядохоронпраці України від 31.03.94нак.№28 Держнаглядохоронпраці України від 01.01.97нак.№171
11	НПАОП 40.1-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів	Держнаглядохоронпраці України від 09.01.98 нак. № 4 Мін'юст України 10.02.98 №93/2533
12	НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.	Мінпраці України від 21.06.01нак.№272
13	НПАОП 0.00-2.02-05 Типове положення про навчання з питань охорони праці. Перелік робіт з підвищеною небезпекою	Держнаглядохоронпраці України від 26.01.05 нак.№ 15 Мін'юст України 15.02.05 №232/10512
14	НПАОП 0.00-4.05-03 Порядок видачі дозволів державним комітетом з нагляду за охороною праці та його територіальними органами Зміни:	КМУ, від 15.10.03 пост. № 1631 КМУ від 11.03.04 пост.№313

Позначення нормативного акта	Назва	Ким, коли затверджений, реєстрація в Мін'юсті
15 НПАОП 0.00-4.15-98	Положення про розробку інструкцій з охорони праці	Держнаглядохорон-праці України від 29.01.98 нак № 9 Мін'юст України 07.04.98 №226/2666
16 НПАОП 0.00-4.20-94	Положення про порядок проведення державної експертизи (перевірки) проектної документації на будівництво та реконструкцію виробничих об'єктів і виготовлення засобів виробництва на відповідність їх нормативним актам про охорону праці Зміни:	КМУ, від 23.06.94 пост. № 431 КМУ, від 18.01.99 пост. № 57
17 НПАОП 0.00-4.26-96	Положення про порядок забезпечення працівників спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту	Держнаглядохорон-праці України від 29.10.96 нак.№170 Мін'юст України 18.11.96 №667/1692
18 НПАОП 0.00-4.33-99	Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій	Держнаглядохорон-праці України від 17.06.99 нак. № 112 Мінюст України 30.06.99 №424/3717
19 НПАОП 0.00-8.18-04	Порядок проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки	КМУ, від 26.05.04 пост. № 687
20 НПАОП 11.2-1.18-82	Єдині технічні правила ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах	Мінгазпром, Міннафтопром, Мінгео СРСР 09.09.82
21	ОСТ 39.158-85 Буріння нафтових і газових свердловин. Загальні вимоги безпеки.	Міннафтопром СРСР, 1985
22	Типова інструкція щодо запобігання і первинних дій вахти при ліквідації нафтогазопроявів під час будівництва свердловин на нафту і газ	Держгіртехнагляд СРСР, 16.11.88
23	Інструкція щодо організації та безпечного ведення робіт під час ліквідації відкритих нафтових і газових фонтанів	Держгіртехнагляд СРСР, 16.10.88

Позначення нормативного акта	Назва	Ким, коли затверджений, реєстрація в Мін'юсті
24 ГСТУ 320.02829777.014-99	Неруйнівний контроль та оцінка технічного стану металоконструкцій бурових веж в розібраному і зібраному стані	Міненергетики України. від 09.02.00,розп.№1
25 ГОСТ 12.2.003-91	ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности	
26 ГОСТ 13846-89	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	
27 СНиП П-4-79	Естественное и искусственное освещение	
28 ДБН А.2.2-3-2004	Проектування. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва	
29 ВСН 39-86	Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ	Міннафтопром СРСР
30 СОУ 11.2-30019775-044:2005	Засоби для капітального ремонту свердловин. Підймальне обладнання. Вежі та лебідки. Контроль технічного стану.	ДК "Укргазвидобування" від 06.07.05 нак.№365
31	Вимоги до монтажу та експлуатації противикидного обладнання на бурових	ВО "Укргазпром", 23.01.85
32	Інструкція про порядок випробування на статичне навантаження веж верстатів, призначених для капітального ремонту свердловин	ДК „Укргазвидобування” від 09.02.2000 нак.№ 39

III. Основна проектна та дозвільна документація.

Основним документом на спорудження свердловин є робочий проект, розроблений відповідно до ДБН А.2.2-3-2004 з урахуванням вимог Правил безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України та інших відповідних нормативних документів.(п.6.1.1).

Дозволяється спорудження свердловини за проектом прив'язки, виконаним згідно з ВСН 39-86.

Проект будівництва нафтових і газових свердловин повинен містити розділ з охорони праці, промислової санітарії, пожежної безпеки, протифонтанні заходи, а також розділ оцінки впливу на навколишнє природне середовище при будівництві свердловин. (п.6.1.3).

Зміни робочого проекту допускаються у випадках невідповідності геолого-технічних умов буріння проектним рішенням або зміни проектної технології. Зміни проектних рішень повинні бути також погоджені з відповідними органами державного нагляду в частині, що відносяться до їх компетенції. Виняток складають лише аварійні ситуації, коли рішення приймає керівник організації, що здійснює будівництво свердловини, з наступним інформуванням проектної організації, замовника та відповідних органів державного нагляду. Прийняті зміни не повинні знижувати рівень надійності об'єкта та рівень безпеки виконання робіт. (п.6.1.4).

Проект будівництва куща свердловин повинен включати в себе схеми розміщення технологічного обладнання при різних схемах сумісного буріння і експлуатації свердловин, схему обв'язки бурових насосів, обсяги запасу бурового розчину для глушіння свердловини, заходи протифонтанного забезпечення, схеми евакуації людей, схеми розміщення техніки під час ліквідації аварійних ситуацій, заходи щодо захисту навколишнього середовища. (п.6.1.5).

Робочі проекти на розвідку, розробку і облаштування нафтових, газових, газоконденсатних родовищ і підземних сховищ газу підлягають експертизі в спеціалізованих експертно-технічних центрах Держгірпромнагляду, Держпожбезпеки МНС України, обласних управлінь екології та природних ресурсів. (п.5.1.3).

Суб'єкт господарської діяльності, який має намір здійснювати діяльність за зазначеними у розділі I цих Рекомендацій напрямками, повинен отримати у встановленому порядку відповідно до НПАОП 0.00-4.05-03 дозвіл Держгірпромнагляду на виконання відповідних робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію об'єктів, механізмів, машин, обладнання підвищеної небезпеки. (п.5.1.4) Зазначені вище документи повинні пройти експертизу на відповідність нормативно-правовим актам про охорону праці згідно з Положенням (17). **Забороняється** 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. Експертизи із зазначених питань рекомендується проводити в Карпатському експертно-технічному центрі – спеціалізованому ЕТЦ в галузі експертної підтримки державного нагляду в нафтогазовидобувній промисловості (наказ Держнаглядохоронпраці від 21.03.2003 № 43) та іншими ЕТЦ за погодженням з Держгірпромнаглядом.

Роботи, які визначені НПАОП 0.00-2.02-05, виконуються за нарядом-допуском на виконання робіт підвищеної небезпеки (п.5.1.5) Форма наряду-допуску приведена в додатку. Перелік таких робіт, порядок оформлення нарядів-допусків, а також переліки посад осіб, що мають право керувати цими роботами, затверджуються керівником підприємства.

На підприємствах нафтогазовидобувної промисловості повинні бути розроблені плани локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС) відповідно до НПАОП 0.00-4.33-99 (п.5.1.7)

IV. Введення змонтованої бурової установки в експлуатацію.

Введення змонтованої бурової установки в роботу здійснюється за рішенням комісії з прийому бурової установки після повної готовності, випробування, обкатування всього обладнання та за наявності укомплектованої бурової бригади. (п.6.5.1).

Готовність до пуску оформлюється актом (форма акта наведена в додатку).

Склад комісії визначається наказом по підприємству. В роботі комісії бере участь представник Держгірпромнагляду.

Бурові установки повинні відповідати вимогам ГОСТ 12.2.003-91, технічній документації заводів-виготовлювачів та повинні бути оснащені наступними системами безпеки (п.6.3.1):

- а) обмежувачем висоти підйому талевого блоку;
- б) блокувальними пристроями включення бурової лебідки при знятих задніх щитах огороження;
- в) автозатягувачем квадрату в шурф;
- г) блокувальним пристроєм з відключення ротора при піднятих клинах ПКР;
- д) запобіжними пристроями на випадок перевищення тиску в трубопроводах господарської лінії очисно-циркуляційної системи і нагнітальній лінії блоку хімреагентних місткостей на 10-15% вище допустимого тиску.
- е) системою циркуляційних місткостей, кожна з яких повинна мати справну засувку для відокремлення її від інших місткостей та люк для зручного видалення з неї шламу або осаду. Кожна з цих місткостей повинна бути обладнана механічним рівнеміром. Механічними рівнемірами необхідно обладнати дві прийомні місткості, з яких здійснюється циркуляція бурового розчину;
- ж) місткостями для запасу бурового розчину у відповідних проекту об'ємах;
- з) механізмами для приготування, оброблення, обважнення, очищення, дегазації і перемішування розчину, збору шламу та відпрацьованої рідини при безамбарному бурінні;
- и) пристроєм для осушення повітря пневмосистеми бурової установки;
- к) заспокоювачем ходового кінця талевого каната;
- л) системою обігріву підсвічника та робочого місця бурильника;
- м) системою оперативного зв'язку бурильника з верховим робітником;
- н) первинними засобами пожежогасіння.

Пересувна люлька верхового робітника повинна бути оснащена системами безпеки та блокування згідно з технічною документацією заводу-виготовлювача (п.6.3.2).

Оснащеність бурових установок світильниками повинна забезпечити освітленість відповідно до СНіП П-4-79 і складати (п.6.3.3):

- а) для роторного столу - 100 лк;
- б) для шляху руху талевого блоку - 30 лк;
- в) для приміщення лебідкового і насосного блоків, превентора - 75 лк;

г) для сходів, маршів, спусків, приймального моста - 30 лк.

На буровій повинна бути доливна місткість циліндричної або прямокутної форми з відкритою поверхнею мінімальної площі. Використання деформованих місткостей як доливних не дозволяється, якщо деформація ускладнює користування місткістю за призначенням (п.6.3.8).

Об'єм доливної місткості повинен бути на 20% більше максимального об'єму бурильного інструменту, що повинен знаходитись у свердловині.

Місткість повинна мати люк для зручного очищення від осаду, обладнана рівнеміром, проградуєрована 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 місткості – порожня, очищена від осаду. Її необхідно заповнювати лише перед підйомом та негайно після його завершення звільняти від залишків розчину.

У системі керування автоматичним ключем повинна бути передбачена можливість повного його відключення від систем живлення, а також блокування з метою запобігання випадковому включенню (п.6.3.15).

Порядок організації і проведення планово-запобіжного ремонту бурового і енергетичного обладнання встановлюється Положенням, яке розробляє підприємство, що експлуатує обладнання (п.6.3.16).

Бурове обладнання та інструмент повинні мати паспорт або формуляри встановленого зразка, в 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.

Пневматичну систему бурової установки (трубопроводи, крани) після монтажу і ремонту необхідно випробувувати на тиск, що перевищує робочий в 1,25 рази (п.6.3.17).

Буровий насос повинен мати запобіжний пристрій заводського виготовлення, що спрацьовує при тиску, який перевищує на 3,5% номінальний тиск насоса при встановлених втулках відповідного діаметру (п.6.3.19).

Конструкція запобіжного пристрою повинна забезпечувати надійне його 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 виключати травмування людей, забруднення обладнання і приміщення при спрацьовуванні (п.6.3.20).

Обв'язка бурових насосів повинна забезпечувати (п.6.3.21):

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

- повне зливання рідини та продувку нагнітального трубопроводу стисненим повітрям.

Якщо горизонти з можливим газонафтоводопроям розкриваються при роботі двох насосів, то необхідно передбачити можливість одночасної їх роботи з однієї місткості. В обв'язці між місткостями циркуляційної системи повинні бути запірні пристрої.

На нагнітальному трубопроводі насосів встановлюється пристрій з дистанційним управлінням, 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 нахилом у бік зливу в приймальну місткість. На бурових установках з регульованим приводом насоса встановлення пускових засувок не обов'язкове, але повинна бути встановлена засувка для скидання тиску в нагнітальному трубопроводі (п.6.3.22)..

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 наведеного в додатку (п.6.3.20).

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 (п.6.3.13).

Бурові насоси прикріплюються 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 місткостей циркуляційної системи (п.6.3.14).

Буровий шланг обмотується м'яким сталевим канатом діаметром не менше ніж 12,5 мм із петлями через кожні 1,0-1,5 м по всій довжині. Кінці каната кріпляться до бурової вишки і кришки вертлюга (п.6.3.24).

Оснащення талевої системи повинне відповідати вимогам проекту і технічним умовам експлуатації бурової установки (п.6.3.28).

Ходовий і нерухомий кінці талевого каната під навантаженням не повинні торкатися елементів бурової вишки (п.6.3.25).

Відповідно до вимог технічної експлуатації бурових вишок, в процесі експлуатації бурова вишка кожних 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 (п.6.3.29).

Крім того, стан бурової вишки повинен перевірятись за участю представника вишкомонтажного цеху або особи, що відповідає за монтаж, в наступних випадках:

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

Результати перевірки технічного стану бурової вишки оформлюються актом за підписом спеціалістів, що проводили огляд. Форма акта наведена в додатку.

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

Кронблоки, рами кронблоків та підкронблочні балки бурових вишок і щогл повинні оглядатися з перевіркою усіх вузлів кріплення не рідше одного разу на два місяці.

Після граничного строку експлуатації бурової вежі здійснюється її експертне обстеження згідно з вимогами НПАОП 0.00-8.18-04. Оцінка технічного стану повинна ґрунтуватись на результатах неруйнівного контролю та технічної діагностики в обсязі, визначеному ГСТУ 320.02829777.014-99 «Неруйнівний контроль та оцінка технічного стану металоконструкцій бурових веж в розібраному і зібраному стані». (п. 6.3.29)

V. Запобігання нафтогазоводопроявам і відкритому фонтануванню свердловин.

Розкриття продуктивних горизонтів в розвідувальних свердловинах і на родовищах з АВПТ повинно проводитись після перевірки і встановлення готовності бурової до проведення даних робіт комісією під головуванням головного інженера УБР (експедиції) за участю представника спеціалізованої аварійно-рятувальної служби (п.6.9.12).

На родовищах, де можливі проявлення пластового флюїду з вмістом сірководню або інших агресивних і токсичних компонентів, бурові бригади повинні бути додатково навчені безпечним методам роботи відповідно до чинних правил та інструкцій (п.6.9.16).

Перед розкриттям горизонтів з можливими флюїдопроявами буровому підприємству необхідно розробити заходи щодо запобігання газонафтоводопроявам і провести (п.6.9.13):

- інструктаж членам бурової бригади з практичних дій при ліквідації газонафтоводопроявів;
- перевірку технічного стану бурового станка, ОП, інструменту, КВП;
- оцінку готовності об'єкта оперативно обважнювати буровий розчин, поповнювати його запас шляхом приготування або доставки на свердловину.

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 зразу з початку відновлення циркуляції (п.6.9.14).

При розкритих продуктивних горизонтах підняття бурильної колони при наявності сифону або поршнювання забороняється (п.6.9.15).

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 (п.6.9.11).

Не допускається виконання робіт на нафтових і газових свердловинах з порушеннями вимог протифонтанної безпеки, а саме:

- 1.1. Поглиблення свердловини після спуску обсадної колони і обладнання гирла без дозволу представника спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.
- 1.2. Невідповідність фактичної обв'язки гирла свердловини затвердженій схемі, в тому числі:
 - 1.2.1. Встановлення превенторів з робочим тиском нижче передбаченого у проектній документації.
 - 1.2.2. Фактична кількість превенторів менша, ніж у затвердженій схемі.
 - 1.2.3. Відсутність в превенторній компановці надпревенторної котушки.
 - 1.2.4. Відсутність рознімного зливного жолоба.
- 1.3. Несправність противикидного обладнання і обв'язки гирла свердловини:
 - 1.3.1. Негерметичність фланцевих з'єднань вузлів противикидного обладнання.
 - 1.3.2. Негерметичність зварних швів вузлів противикидного обладнання і обв'язки колон.
 - 1.3.3. Відсутність шпильок у фланцевих з'єднань вузлів противикидного обладнання.
- 1.4. Несправність управління превенторами:
 - 1.4.1. Відсутність або несправність дублюючого пульта керування превенторами.
 - 1.4.2. Відсутність або несправність штурвалів ручного приводу.
 - 1.4.3. Негерметичність гідросистеми пультів керування превентором.
 - 1.4.4. Встановлення пультів керування превенторами ближче 10 м від гирла свердловини.
- 1.5. Порушення правил монтажу викидних трубопроводів превенторної установки:
 - 1.5.1. Довжина викидних трубопроводів менше 100 м для газових свердловин та менше 30 м для нафтових.
 - 1.5.2. Направлення викидних трубопроводів в бік ліній електропередачі, проїжджих шляхів, річок, каналів, лісових масивів, житлових та виробничих будівель, установок, які мають відкритий вогонь або іскри.
 - 1.5.3. Повороти викидних трубопроводів виконані не на кованих кутиках (литих трійниках з буферним пристроєм).
 - 1.5.4. Діаметр викидних трубопроводів до кінцевих засувок не відповідає діаметру відводів хрестовини превенторної установки.
 - 1.5.5. Викидні трубопроводи від відводів хрестовини до кінцевих засувок виконані

не на фланцевих або інших з'єднаннях, які передбачені заводом-виготовлювачем.

- 1.5.6. Запірна арматура обв'язки противикидного обладнання не відповідає технічній характеристиці превенторної установки.
- 1.5.7. Монтаж запірної арматури викидних трубопроводів в місцях або положеннях, що ускладнює керування ними або їх заміну.
- 1.5.8. Стояки кріплення викидних трубопроводів не забетоновані або маса бетонних тумб не відповідає розрахунковій.
- 1.6. Відсутність технічної документації на противикидне обладнання:
 - 1.6.1. Технічного паспорта.
 - 1.6.2. Затвердженої схеми фактичної обв'язки гирла свердловини з розмірами.
 - 1.6.3. Паспортів і актів на опресування колонної головки, двофланцевої котушки, викидних трубопроводів, кутників або трійників, противикидної (перфораційної) засувки фонтанної арматури.
- 1.7. Плашки превенторів не відповідають діаметру застосованих сталевих бурильних труб.
- 1.8. Відсутність плашок під обсадні труби або від спеціального перевідника при спусканні обсадних колон в свердловину з розкритими продуктивними горизонтами.

VI. Монтаж і експлуатація противикидного обладнання.

При виконанні робіт з монтажу, опресування і експлуатації гирлового і противикидного обладнання необхідно дотримуватись вимог ДНАОП 0.00-1.21-98, ДНАОП 0.00-4.33-99, НАОП 1.1.21-1.18-82, а також галузевих вимог до монтажу та експлуатації колонних головок та противикидного обладнання при бурінні свердловин та інструкцій з експлуатації обладнання заводів-виготовлювачів (п.6.7.1).

Противикидне обладнання повинне збиратись з вузлів і деталей, які виготовлені за технічною документацією, затвердженою в установленому порядку (п.6.7.9).

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

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

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 (п.6.7.2).

Обсадні колони обв'язуються між собою за допомогою колонної головки або інших технічних засобів, 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 пластивим флюїдом або газорідною сумішшю при загерметизованому гирлі.

Тип противикидного обладнання та схеми його обв'язки вказуються в проектній документації на будівництво свердловини і вибираються на підставі типових схем, узгоджених зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою та Держгірпромнаглядом. При цьому слід керуватися наступними вимогами (п.6.7.9):

при розкритті свердловиною вивченого розрізу, представленого нафтовими і водяними (в т.ч., з розчиненим газом) пластами з тиском, що дорівнює або вище гідростатичного, після спуску кондуктора або технічної колони на гирлі встановлюються два превентори. Тип превенторів і розмір плашок повинні бути передбачені технічним проектом;

три превентори, у тому числі один універсальний, встановлюються на свердловині при розкритті газових, нафтових і водяних горизонтів з аномально високим пластивим тиском;

чотири превентори, у тому числі, додатково один з трубними плашками, один превентор зі зрізуючими плашками і один універсальний, встановлюються на гирлі у випадках:

а) розкриття пластів з аномально високим тиском та об'ємним вмістом сірководню більше 6%;

б) на всіх морських свердловинах.

Відхилення від вимог п.6.7.4 Правил стосовно обв'язки противикидним обладнанням гирла свердловин, що буряться, допускаються за узгодженням зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою та органом Держгірпромнагляду за умови надання підприємством вичерпного обґрунтування (п.6.7.5).

Лінії скидання на факели від блоків глушіння та дроселювання повинні надійно закріплюватись на спеціальних опорах, не спрямовуватись в бік виробничих та побутових споруд і мати нахил від гирла свердловини (п.6.7.6).

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

На свердловинах, де очікуваний тиск на гирлі перевищує 700 кгс/см^2 (70 МПа), встановлюється заводський блок із трьома дроселями, що регулюються, - два з дистанційним і один з ручним керуванням (п.6.7.7).

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

Манометри, які встановлюються на блоках дроселювання та глушіння, повинні мати верхню межу діапазону вимірів, що на 33% перевищує тиск сумісного

опресування обсадної колони та противиکیدного обладнання (п.6.7.8).

Система нагнітання гідроакумулятора повинна мати пристрій автоматичного відключення насоса при досягненні в ній номінального робочого тиску.

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 з зазначенням допустимого тиску для гирла свердловини, допустимого тиску для найслабкішої ділянки свердловини і густини розчину, за якою цей тиск визначений (п.6.7.11).

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 - в резерві.

Усі кульові крани повинні знаходитися у відкритому стані (п.6.7.12).

Превентори разом із хрестовинами та корінними засувками до встановлення на гирло свердловини опресовуються водою на робочий тиск, зазначений у паспорті. При кушовому способі буріння терміни опресування ОП на робочий тиск визначаються за узгодженням з органами Держгірпромнагляду. Після ремонту, пов'язаного зі зварюванням і токарною обробкою корпусу, превентори опресовуються на пробний тиск (п.6.7.13).

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

Результати опресування оформлюються актом.

Після монтажу противиکیدного обладнання або спуску чергової обсадної колони, у тому числі потайної, до розбурювання цементного стакану противиکیدне обладнання до кінцевих засувок маніфольдів високого тиску повинне бути опресоване на тиск опресування обсадної колони. Після спуску експлуатаційної колони противиکیدне обладнання опресовується повітрям, у всіх інших випадках – опресовується водою (п.6.7.14).

Результати опресування оформлюються актом.

Після монтажу та опресування противиکیدного обладнання сумісно з обсадною колоною, опресування цементного кільця за обсадною колоною, подальше буріння свердловини може бути продовжене після одержання спеціального дозволу представника спеціалізованої аварійно-рятувальної служби (п.6.7.15).

При заміні деталей превентора або одного з вузлів противиکیدного обладнання, що вийшли з ладу, зміні плашок на гирлі, превенторна установка підлягає додатковому опресуванню на величину тиску випробування колони (п.6.7.17).

Результати опресування оформлюються актом.

Монтаж, ремонт і обслуговування гирлового і противикидного обладнання на висоті більше 0,75м від рівня землі повинні здійснюватися з застосуванням спеціальних площадок, що відповідають вимогам діючих правил безпеки (п.6.7.24).

Забороняється:

здійснювати будь-які роботи з усунення несправностей гирлового чи противикидного обладнання, а також докріплювати фланцеві, нарізні та швидкозбірні з'єднання, що знаходиться під тиском (п.6.7.25, 6.7.26).

експлуатація гідроаккумулятора при неповному комплекті закріплюючих деталей напівкуль його корпусу або невідповідності міцності кріпильних деталей вимогам заводу-виготовлювача (п.6.7.27).

заправка гідроаккумулятора повітрям чи іншим газом, не передбаченим інструкцією заводу-виготовлювача (п.6.7.28).

здійснювати будь-який ремонт гідроаккумулятора до повного випускання з нього азоту, стравлювання тиску масла і відключення подачі електроенергії від станції гідроприводу (п.6.7.29).

приєднувати нагнітальні трубопроводи гідрокерування до ліній зливу для запобігання їх руйнуванню (п.6.7.30).

VII. Освоєння і випробування закінчених бурінням свердловин.

Роботи з освоєння та випробування свердловин можуть бути початі при забезпеченні наступних умов (п.6.8.1):

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

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

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

Перед встановленням на гирлі свердловини фонтанні арматури опресовуються у зібраному вигляді на величину робочого тиску, а після встановлення - на тиск опресування обсадної колони (п.6.8.4).

Результати опресування оформлюються актом.

Глибинні вимірювання в свердловинах з надлишковим тиском на гирлі допускаються тільки з застосуванням лубрикаторів, параметри яких повинні відповідати умовам роботи свердловини (п.6.8.8).

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 узгоджується з замовником (п.6.8.9).

VIII. Ліквідація аварій під час буріння свердловин.

Бурові підприємства щорічно повинні розробляти і затверджувати в установленому порядку заходи щодо запобігання аваріям та ускладненням при будівництві свердловин, що враховують геологічні властивості регіону, технічний стан бурового обладнання, специфіку буріння та професійний рівень працівників (п.6.9.1).

Для розслідування причин аварій, ускладнень, а також розробки планів їх ліквідації та попередження бурова організація створює під керівництвом головного інженера постійно-діючу комісію (п.6.9.2).

Ліквідація аварій проводиться під безпосереднім керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника згідно з затвердженим підприємством планом (п.6.9.4, 6.9.5).

Перед початком ліквідації аварії бурова бригада повинна бути ознайомена з планом робіт, а з виконавцями проведений інструктаж з відповідним оформленням в журналі інструктажів.

Переривати процес ліквідації аварії і відволікати бурову бригаду на інші роботи забороняється.

Під час проведення ремонтно-ізоляційних робіт забороняється перфорація обсадних колон в інтервалі можливого розриву пластів тиском газу, нафти (при ліквідації можливих газонафтоводопроявів та після виклику припливу), а також проникних непродуктивних пластів (п.6.9.6).

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 у разі необхідності, проробку відкритого стовбура до вибою. Періодичність проробок встановлюється технологічною службою бурового підприємства (п.6.9.7).

Виведення свердловини з простою слід проводити за спеціальним планом, погодженим і затвердженим у встановленому порядку.

Звільнення прихопленого бурового інструменту та насосно-компресорних труб торпедуванням слід проводити за спеціальним планом, погодженим з геофізичною службою, відповідно до вимог ДНАОП 0.00-1.17-92 (п.6.9.8).

Роботи з ліквідації відкритого фонтану повинні проводитись за спеціальним планом, розробленим штабом згідно з НАОП 1.1.23-5.16-88 (п.6.9.17).

ІХ. Додатки.

_____ (назва підприємства, організації)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер _____

**НАРЯД-ДОПУСК
на виконання робіт підвищеної небезпеки**

I. Наряд

1. Відповідальному виконавцю робіт з бригадою у складі _____ чоловік виконати наступні роботи: _____

_____ (найменування робіт, місце проведення)

2. Необхідні для виконання робіт:

матеріали _____

інструменти _____

захисні засоби _____

3. При підготовці та виконанні робіт забезпечити наступні заходи безпеки

_____ (перераховуються основні заходи і засоби щодо забезпечення безпеки праці)

4. Особливі умови _____

5. Початок робіт в _____ г. _____ хв. _____ . _____ . 20____ р.

Закінчення робіт в _____ г. _____ хв. _____ . _____ . 20____ р.

Режим роботи _____

(одно-, двох-, трьохзмінний)

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 і порядок виконання робіт узгоджені:
відповідальна особа даного 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)

Провели:

Відповідальний керівник робіт _____ (дата, підпис)

11. Інструктаж пройшли члени бригади:

Прізвище, ім'я та по батькові	Професія, розряд	Дата	Підпис особи, яка пройшла інструктаж

12. Робоче місце та умови праці перевірені. Заходи безпеки, вказані у 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 в ____ г. ____ хв. ____ . ____ . 20 ____ р.

Відповідальний керівник робіт _____ (дата, підпис)

14. Роботи закінчені, робочі місця перевірені (матеріали, інструменти, пристрої тощо прибрані)

Наряд закрито в ____ г. ____ хв. ____ . ____ . 20 ____ р.

Відповідальний виконавець робіт _____ (дата, підпис)

Відповідальна особа діючого підприємства _____ (дата, підпис)

Додаток 2
до методичних рекомендацій

(найменування організації чи

підприємства)

Акт про випробування нагнітальних ліній бурових насосів

“ ____ ” _____ р.

Бурова № _____ Площа _____

Ми, що нижче підписалися: відповідальний представник вишкомонтажної організації

_____ механік _____,

(посада прізвище ім'я по

_____ (прізвище, ім'я, по

буровий майстер (інженер з буріння) _____,

(прізвище, ім'я, по

машиніст цементувального агрегату _____

(прізвище, ім'я, по

склали даний акт про те, що нами виконано випробування водою насосів типу _____ у

кількості _____ шт. нагнітальної лінії діаметром _____ мм, стояка діаметром

_____ мм і компенсаторів типу _____ тиском

_____ кгс/см² протягом _____ хв.

Падіння тиску за період випробування склало _____ кгс/см² або _____ %

Заміри тиску виконувалися манометром № _____ клас точності _____

Запобіжні пристрої встановлені на тиск _____ кгс/см²

На підставі викладеного вище комісія вважає: _____

Підписи:

Відповідальний представник вишкомонтажної організації _____

Механік _____

Буровий майстер (інженер з буріння) _____

Машиніст цементувального агрегату _____

Примітка: Підписи скріпляються штампом вишкомонтажної бригади (бурової бригади).

Додаток 3
до методичних рекомендацій

Акт про перевірку бурової вишки

від “ ____ ” _____ р.

Ми, що нижче підписалися, механік _____ ,
(прізвище, ім'я, по
буровий майстер _____ ,
(прізвище, ім'я, по
бригадир бригади з огляду та ремонту бурових вишок _____
(прізвище, ім'я, по
склали даний акт про перевірку бурової вежі типу _____
заводський номер _____ інвентарний номер _____ ,
яка встановлена на буровій № _____ .

У процесі перевірки бурової вежі, обладнання і пристроїв, що на ній знаходиться, виконані наступні роботи: _____

Необхідно виконати наступні роботи _____
(замінити, справити тощо)

В результаті перевірки і виконання вищевказаних робіт комісія вважає, що бурова вежа _____ , заводський номер _____ , інвентарний номер _____

і кріплення на ній встановленого обладнання і пристроїв _____
(придатні, не придатні)

до експлуатації.

Механік _____
(підпис)

Буровий майстер _____

(підпис)

Бригадир бригади з огляду бурових вишок _____
(підпис)

Примітка: Підписи скріпляються штампом бурової бригади.

Додаток 4
до методичних рекомендацій

(найменування організації чи підприємства)

Акт про введення в експлуатацію бурової установки

“ ____ ” _____ р.

свердловина № _____ площі _____ ,
що знаходиться _____

Ми, що нижче підписалися, комісія у складі _____
(посада, прізвище, ім'я, по батькові)

перевірили готовність до пуску бурової установки _____

що має: бурову вежу _____ типу

фундамент _____ типу

лебідку _____ з приводом від _____

бурові насоси _____ з приводом від _____

_____ типу _____ типу

ротор _____ з приводом від _____

_____ типу _____ типу

редуктор _____ кронблок _____

талевий блок _____ підйомний гак _____

вертлюг _____ глиномішалку _____

з приводом від _____

і наступне 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-вимірвальними приладами

6. Наявність пристроїв і пристосувань малої механізації та автоматизації,
а також пристроїв з охорони праці _____
(вказати, чи відповідає затвердженому переліку

або причини невідповідності)

7. Освітлення бурової _____

8. Наявність аварійного освітлення _____

9. Стан культвагончика _____

10. Стан прядив'яного 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 у нафтогазовидобувній промисловості
України _____

16. До акту додаються:

акт про випробування нагнітальних ліній бурових насосів;
акт про випробування обмежувача підняття талевого блоку;
акт про опресування пневмосистеми бурової установки.

Висновок комісії: _____

Підписи: _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (прізвище, ім'я, по батькові)

Примітка: Підписи членів комісії скріпляються штампом бурової бригади.

Додаток 5
до методичних рекомендацій

**Перелік питань,
які мають бути перевірені під час обстеження бурових, що виконують роботи
з будівництва свердловин на нафту та газ.**

1. Дозвільна та інша документація.

Ліцензія на пошук (розвідку) родовищ корисних копалин.

Дозвіл Держгірпромнагляду на виконання робіт підвищеної небезпеки.

Дозвіл Держгірпромнагляду на експлуатацію об'єктів підвищеної небезпеки.

Висновки експертизи про відповідність обладнання, виготовленого за кордоном, вимогам нормативно-правових актів з охорони праці, чинним в Україні.

Робочий проект.

Висновок експертизи ЕТЦ Держгірпромнагляду щодо відповідності робочого проекту вимогам нормативно-правових актів з охорони праці.

План локалізації та ліквідації аварійних ситуацій та аварій (виписка з ПЛАС).

2. Пускова документація.

Акт про введення бурової установки в експлуатацію.

Акт випробування нагнітальної та допоміжної ліній бурових насосів.

Акт перевірки обмежувача підйому талевого блоку.

Акт опре совки пневмосистеми устаткування.

Протокол пускової конференції.

Акти дефектоскопії обладнання та бурового інструменту згідно з затвердженим переліком (додаток).

Висновок спеціалізованої організації про можливість подальшої експлуатації бурової вишки.

Акт перевірки стану бурової вишки.

Акт випробування пересувної люльки верхового робітника.

2.10 Акт випробування (технічного опосвідчення) вантажопідйомних механізмів.

2.11 Акт перевірки опору захисного заземлення.

- 2.12 Акт перевірки ізоляції освітлювальних ліній.
- 2.13 Акт про перевірку освітленості бурової установки.
- 2.14 Акт випробування якорів відтяжок.
- 2.15 Акти на приховані роботи по облаштуванню:
 - 2.15.1 заземлення.
 - 2.15.2 фундаментів.
 - 2.15.3 якорів відтяжок вишки.
 - 2.15.4 якорів відтяжок кріплення доливної ємності та газосепаратора.
 - 2.15.5 якорів (стояків) для кріплення викидних ліній ПВО.
- 2.16. Висновок експертизи щодо продовження терміну експлуатації обладнання, яке відпрацювало встановлений амортизаційний термін.
- 2.17. Акт на встановлення цементного моста.
- 2.18. Схема монтажу та розміщення обладнання.
- 2.19. Схема монтажу заземлення обладнання та споруд.

3. Журнали.

- 3.1. Буровий журнал. (В журналі повинні бути внесені записи бурового майстра про):
 - 3.1.1 склад вахти з підписом кожного з її членів про інструктаж до початку робіт.
 - 3.1.2 міра труб у свердловині на кінець вахти.
 - 3.1.3 дані про параметри та кількість основного та запасного розчину, а також про об'єм долитого (витісненого) під час СПО.
 - 3.1.4 тиск на стояку під час циркуляції.
 - 3.1.5 перелік основних робіт під час вахти, та час, витрачений на їх проведення.
 - 3.1.6 інформація про ускладнення в свердловині протягом вахти (поглинання глибини або інтервали затяжок, посадок під час СПО).
 - 3.1.7 дані про перевірку роботи протизатягувача талевого блоку (в зимовий період і під час зниження температури нижче 0° С).
- 3.2. Журнал з охорони праці та техніки безпеки. В журналі повинні бути дані про:
 - 3.2.1 склад бригади.
 - 3.2.2 навченість кожного члена бригади (назва навчального закладу, рік закінчення, наявність посвідчень стропальника, зварювальника тощо).
 - 3.2.3 проведення інструктажів, перевірку знань, ознайомлення з наказами.
 - 3.2.4 перевірку стану обладнання в т.ч. методами неруйнівного контролю.
 - 3.2.5 навчальні та контрольні тривоги «Викид».
 - 3.2.6 дату та мету відвідування об'єкта ІТП підприємства (прізвище, посада, підпис).
 - 3.2.7 результати перевірок об'єкта постійно-діючими комісіями, керівниками філій та їх підрозділів.
- 3.3. Журнал реєстрації параметрів розчину (дані про час та результати заміру параметрів, лабораторних аналізів, затверджені рецептури їх обробки, про перемішування запасного розчину та його параметри, витрати хімічного реагенту та обважнювача).
- 3.4. Журнал обліку роботи талевого канату.
- 3.5. Журнал обліку роботи бурового інструменту.
- 3.6. Журнал міри бурового інструменту.
- 3.7. Журнал обліку використання води.

3.8. Журнал огляду змінних вантажопідіймальних пристроїв.

4. Інструкції та нормативні документи.

4.1. Наказ про призначення осіб, відповідальних за:

4.1.1 безпечну експлуатацію вантажопідіймальних машин, механізмів та знімних пристроїв.

4.1.2 безпечне проведення вантажно-розвантажувальних робіт.

4.1.3 безпечну експлуатації посудин, що працюють під тиском.

4.2. Наказ на бурову бригаду з відомостями про навчання та підвищення кваліфікації.

4.3. Перелік інструкцій з охорони праці по професіях та видах робіт, які повинні бути в бригаді.

4.4. Посадові інструкції начальника бурової, бурового майстра, бурильника.

4.5. Інструкції з ОП по професіях та видах робіт згідно з затвердженим переліком у т.ч. інструкції по наданню першої медичної допомоги.

4.6. Картки з ТБ.

4.7. Програми проведення інструктажів згідно з затвердженим переліком.

4.8. Інструкції по експлуатації обладнання згідно з затвердженим переліком.

4.10. Перелік газонебезпечних та вогневих робіт, а також тих, проведення яких дозволяється за нарядом-допуском.

4.11. Перелік обладнання, що підлягає перевірці методами неруйнівного контролю.

4.12. Інструкція по експлуатації та відбраковуванню талевого канату.

5. Паспорти (сертифікати)

На:

5.1 квадратну штангу.

5.2 ОБТ.

5.3 патрубки для монтажу ОБТ.

5.4 бурильні труби.

5.5 кран КШ.

5.6 перехідники.

5.7 бурильні стропи.

5.8 елеватори.

5.9 ключі до бурильних труб.

5.10 індикатор ваги.

5.11 запобіжні пояси.

5.12 засувки високого тиску, встановлені на маніфольді.

5.13 талевий канат (сертифікат).

5.14 канат легкості (сертифікат).

5.15 канат крана КПБ (сертифікат).

5.16 колонну головку.

5.17 пояс верхового робітника.

5.18 перфораційну засувку.

5.19 фонтанну арматуру.

5.20 лубрикатор.

5.21 породоуловлювач.

5.22 превентори.

5.23 надпревенторні котушки.

5.24 ковани кутники

6. Плани робіт, документи.

- 6.1. План ліквідації ГНВП (відкритих фонтанів).
- 6.2. Графік ППР бурового та енергетичного обладнання.
- 6.3. Плани робіт, що проводяться на буровій, або були проведені:
 - 6.3.1 кріплення обсадними колонами.
 - 6.3.2 ліквідації аварії.
 - 6.3.3 встановлення нафтових ванн.
 - 6.3.4 забурювання нового ствола.
 - 6.3.5 встановлення цементного моста.
 - 6.3.6 опробування випробувачем пласта.
 - 6.3.7 розкриття напірних (продуктивних) горизонтів.
 - 6.3.8 випробування свердловини.
 - 6.3.9 виведення свердловини з буріння.
- 6.4. Заходи щодо попередження аварій.
- 6.5. Дані інclinометрії, горизонтальна та вертикальна проекції стовбура свердловини.
- 6.6. Копії діаграм запису кавернометрії та профілометрії відкритої частини стовбура свердловини.
- 6.7. ГТН, РТК, фактична компоновка низу бурильної колони, яка спущена в свердловину з усіма розмірами.
- 6.8. Акти опресовок:
 - 6.8.1 бурильних труб.
 - 6.8.2 аварійних (лівих) труб.
 - 6.8.3 обсадних труб перед спуском у свердловину.
 - 6.8.4 обсадних колон після їх спуску і цементування.
 - 6.8.5 цементного кільця за башмаком обсадних колон.
 - 6.8.6 повторних опресовок обсадної колони в процесі тривалих робіт у ній.
 - 6.8.7 перфораційної засувки (перед відправленням на бурову).
 - 6.8.8 фонтанної арматури (перед відправленням на бурову).
- 6.9. Акти готовності бурової до:
 - 6.9.1 спуску обсадної колони.
 - 6.9.2 геофізичних (прострілювальних) робіт.
 - 6.9.3 роботи в осінньо-зимовий період.
 - 6.9.4 розкриття напірних горизонтів та зон з АВПТ.
- 6.10 Аналіз питної води свердловини на воду.

7. Протифонтанна безпека.

- 7.1. Схема обв'язки устя свердловини.
- 7.2. Дозвіл на експлуатацію ПВО.
- 7.3. Дозвіл на розкриття напірних горизонтів.
- 7.4. Дозвіл на демонтаж ПВО.
- 7.5. Дозвіл на монтаж ФА.
- 7.6. Акти опресовки ПВО:
 - 7.6.1 перед відправлення на бурову.
 - 7.6.2 після монтажу його на усті свердловини.

7.6.3 аварійної труби з випискою з паспорта (сертифіката) на неї.

7.6.4 лінії зворотної промивки.

7.6.5 викидних ліній ПВО.