

8.6. АВАРІЇ В БУРІННІ

8.6.1. ВИДИ ТА ПРИЧИНИ АВАРІЙ

Під *аварією в бурінні* розуміють порушення технологічного процесу спорудження свердловини, яке спричинене поломкою елементів колони труб, їх залишенням у свердловині, а також падінням у свердловину різних предметів чи інструментів. Для усунення цього порушення треба виконувати спеціальні роботи.

Умовно розрізняють аварії:

- з елементами бурильної колони;
- під час кріплення свердловини (з обсадними колонами, через невдале цементування);
- з буровими долотами;
- з вибійними двигунами;
- з падінням у свердловину сторонніх предметів;
- інші аварії.

Аварії з бурильною колоною — це залишення у свердловині її елементів або частин (ведучих, бурильних і обважнених бурильних труб, перехідників, муфт, замків, центраторів, амортизаторів, калібраторів) унаслідок поломок у тілі труби на гладкій ділянці, в зоні замкової різьби або у зварювальному шві внаслідок зриву з'єднань у різьбі та інших причин.

До *аварій з обсадними колонами* зараховують такі аварії, які трапляються в процесі їх опускання в свердловину або які відбуваються під час (або після) цементування колони. Причинами цих аварій є розладнання різьбових з'єднань, розрив у зварювальному шві або в тілі труби, пошкодження труб при розбурюванні цементного стакана, стоп-кільця, зворотного клапана, направляючої пробки тощо.

До *аварій внаслідок невдалого цементування* належать:

відмова в роботі через пошкодження або недосконалість вузлів підвішування секції обсадної колони;

оголення нижньої частини обсадної колони;

недопіднімання в затрубному просторі (або залишення всередині обсадної колони) цементного розчину, що потребує проведення додаткових робіт з усуненням цього явища.

До *аварій з буровими долотами* зараховують залишення у свердловині долота, бурильної головки чи їх елементів і частин.

Аварії з вибійними двигунами — це залишення у свердловині турбобурів, гвинтових двигунів, електробурів або їх вузлів унаслідок розкручування в різьбових з'єднаннях або їх поломок.

До *аварій з падінням у свердловину сторонніх предметів* належить падіння вставок ротора, роторних клинів, механічних ключів, кувалд, вузлів пневматичних бурових ключів, ручних інструментів, різноманітних пристроїв тощо.

До *інших аварій* зараховують аварії із залишенням у свердловині геофізичних або інших приладів, аварії з випробувачами пластів на трубах або каротажному кабелі тощо.

Початком аварії вважається момент її виникнення, а закінченням — момент установлення умов для продовження буріння. Аварію в свердловині, яка сталася в період ліквідації аварії, що виникла раніше, реєструють, але не враховують. Час на її ліквідацію підсумовують,

але також не враховують, оскільки його підсумовують із часом, потрібним для ліквідації аварії, що виникла раніше. Саме такий порядок обліку поширюється і на випадки всіх наступних аварій, які виникли під час ліквідації першої.

Аварії відбуваються переважно через брак у роботі з боку виконавців технологічного процесу або виготовлювачів інструментів, труб, обладнання і механізмів.

Основна кількість аварій в бурінні свердловин виникає внаслідок порушень вимог технічних проєктів і технологічних регламентів і лише незначна частина — через брак заводів-виготовлювачів.

Аварії з бурильною колоною. Практикою доведено, що аварії внаслідок поломки елементів бурильної колони спричиняються насамперед утомою металу. Вони виникають здебільшого під дією основних змінних навантажень: згину, коливань бурильної колони, крутильних ударів.

Утому металу прискорюють такі фактори:

дефекти матеріалу труб — розшаровування і структурна неоднорідність металу, сторонні вclusions в металі і конструктивні дефекти (різкі переходи в перерізі, гострі надрізи, подряпини тощо);

малі радіуси заокруглення восьмикутних трубних різьб;

застосування безопорного з'єднання труби із замком чи з'єднувальною муфтою;

несприятливі геологічні і технологічні умови буріння та порушення запроектованих режимів буріння.

До таких несприятливих умов належать:

часте перешаровування порід, різних за міцністю;

круті кути падіння пластів;

робота колон труб у середовищах з агресивними хімічними домішками (солей, кислот, лугів), які сприяють виникненню корозії;

робота бурильної колони у свердловинах, які мають великі каверни, особливо при роторному бурінні;

невідповідність діаметра бурильних труб розміру долота;

невідповідність типу долота міцності порід, що розбурюються;

виникнення резонансу у разі збігу частоти коливань колони (наприклад, від пульсації тиску при роботі насоса, взаємодії долота з вибоєм) з частотою власних коливань колони;

експлуатація бурильної колони в стані надмірного стиску, тобто при бурінні без ОБТ або з ОБТ незначної довжини, тоді як вага ОБТ має перевищувати навантаження на долото на 25%;

застосування труб невідповідного класу для буріння на певній глибині;

зім'яття труб від дії сторонніх тіл (шарошок, доліт, міцних порід тощо);

ексцентричність вишки ротора щодо свердловини.

Перелічені фактори спричиняють поломку:

ведучих труб — на потовщеному кінці і в тілі з нормальною товщиною;

конусної частини ніпелів бурильних замків, ніпеля та муфти замка в тілі на ділянці, розташованій між різьбовими кінцями;

з'єднувальної муфти — в тілі, а також ніпеля або муфти в різьбовій частині;

конусної частини ніпеля — в тілі біля перехідника для бурильних труб;

ніпеля та муфти ОБТ.

У бурильних колон, що складаються з труб з висадженими всередину кінцями, замки і муфти утворюють біля себе зони концентрації великих напружень при знакозмінних навантаженнях, що діють на бурильну колону. Найбільші напруження концентруються біля першого витка різьби на трубі, який знаходиться в повному контакті з різьбою бурильного замка. Зломи на потовщеному кінці трапляються і на інших ділянках різьби. Збільшення товщини стінки труби шляхом висадки не запобігає утворенню тріщин в тілі труби.

Якщо крутні моменти є дуже великими, то руйнування труб відбувається по спіралі і в поперечному напрямку. Спіральний злом труб виникає у свердловинах, діаметр яких

перевищує діаметр бурильних труб не більше ніж на 100 мм, причому частіше за все злом трапляється на обсадженій ділянці свердловини. Він виникає від поперечної тріщини на поверхні труби. Напрямок тріщин збігається з напрямком обертів бурильної колони. Кут піднімання спіралі становить близько 45° до осі труби, що відповідає найбільшим нормальним напруженням при крученні.

У поперечному напрямку труби ламаються від скручування внаслідок прикладання надмірних крутних моментів. У місці злomu труба має форму скручення за спіраллю, однак ламаються труби по спіралі і в поперечному напрямку лише під час ліквідації аварій.

Бурильні замки і з'єднувальні муфти руйнуються в тілі під час ліквідації аварій внаслідок прикладання дуже високих навантажень. Кінці зруйнованих деталей мають збільшені діаметри і конічну форму. Такі аварії трапляються переважно з бурильними замками діаметром 118 мм і менше, а також із з'єднувальними муфтами діаметром 140 мм і менше.

Руйнування муфт і замків у тілі в поперечному напрямку спостерігаються також у разі неправильної їх термічної обробки: торці зламаних деталей в поперечному напрямку мають дрібнозернисту структуру.

В ОБТ, як і в бурильних замках, відламуються кінці ніпеля і муфти. Причини цих поломок аналогічні причинам злomu замкових деталей в різьбі і труб на потовщеному кінці.

Ведучі труби збірної конструкції ламаються переважно по трубній різьбі і, за рідкісним винятком, у зоні, що прилягає до неї. Причиною таких аварій є недосконала конструкція з'єднання ведучої труби з перехідником, унаслідок чого згинальний момент діє тільки на небезпечний переріз (трубну різьбу); тому тут відбувається швидкий розвиток утомлюваності металу і труба руйнується.

Труби з привареними з'єднувальними кінцями ламаються і промиваються у зварювальному шві і тілі.

Лабораторні дослідження показали, що причинами промивання тіла труб та їх зварного шва можуть бути сторонні вclusions в металі, розшаровування та інші дефекти трубних заготовок.

Аварії з трубами у вигляді поломок їх на зварних швах можуть бути зумовлені також недоброякісним виготовленням труб, тобто відсутністю співвісності труби і привареного півзамка, низькою ударною в'язкістю зварювального шва порівняно з ударною в'язкістю металу труби, що пояснюється утворенням (здебільшого у зварному з'єднанні) окисних плівок, складністю високоякісної термічної обробки зварного шва, недостатньою площею зварного шва порівняно з площею перерізу труб.

Основною причиною багатьох аварій зі зломом труб у зварних швах і тілі є використання труб не за призначенням.

У разі використання бурильних труб із легких сплавів можна спостерігати послаблення їх міцності і руйнування внутрішньої поверхні поблизу муфтових з'єднань унаслідок ерозії. Ерозія виникає під дією турбулентного руху промивальної рідини в зоні муфтових і замкових з'єднань, де внутрішня поверхня є більш шершавою, ніж в усій частині труби. Крім того, конструкція муфтових і замкових з'єднань труб зумовлює утворення місцевих опорів, а отже, і складніший характер руху рідини, яка інтенсивно розмиває трубу на цій ділянці.

Основними причинами руйнування різьбових з'єднань є їх розмив та знос унаслідок багаторазового скручування та розкручування. Під час роботи на вибої бурильна колона піддається різним знакозмінним напруженням, від чого одна частина різьбового з'єднання переміщується по іншій. Навантаження, які передаються на різьбу, залежать від ступеня жорсткості і моменту сил скручування. Якщо труби скручуються автоматичними ключами, то частина різьбових з'єднань слабо пересувається відносно одне одного. Недокріплення з'єднання спричинює інтенсивне переміщення площин різьби відносно одна одної, що прискорює знос різьби.

На знос різьби впливають також якість і тиск бурового розчину в процесі промивання свердловини. Чим більший тиск розчину і чим більше є в ньому сторонніх тіл з абразивними

властивостями, тим швидше зношується різьба. Внаслідок розмиву площа дотику витків різьби зменшується, збільшуються сили, які діють на послаблену різьбу, і вона руйнується. Невідцентрованість ліхтаря вишки, а також застосування рідкого мастила для трубних різьб прискорюють знос різьб під час скручування.

Велика кількість аварій з ОБТ трапляється також унаслідок руйнування різьбових з'єднань, оскільки умови їх роботи складніші, ніж замкових з'єднань бурильних труб. До того ж різьбові з'єднання в ОБТ менш стійкі, ніж у замках, перехідниках і долотах.

Аварії внаслідок заїдання чи послаблення міцності різьби у разі розмиву виникають рідше, оскільки місця розмиву на зовнішній частині тіла з'єднаних елементів можна легко виявити.

Різьбові з'єднання руйнуються також через заїдання трубної різьби під дією на неї збільшених навантажень і температури, які виникають на поверхні різьби в процесі згвинчування і роботи замка в свердловині. Однією із причин руйнування різьбових з'єднань може бути також застосування недоброякісного мастила.

Руйнування різьбових з'єднань також іноді пов'язане з невідповідністю розмірів елементів різьби (особливо за конусністю), тому що незначні відхилення розмірів різьби призводять до нерівномірного розподілу навантаження по її витках і відповідно до інтенсивного зносу.

Падіння бурильних колон у свердловину відбувається переважно внаслідок порушення технологічних вимог до опускання і піднімання колони, а також через несправності спуско-піднімального інструменту і механізмів.

Найчастіше трапляються такі *порушення і несправності*:

піднімання бурильної колони на одному стропі;

невідповідність вантажопідйомності елеватора вазі колони і наявність тріщин у верхньому вушку елеватора;

слабке кріплення клямки елеватора, через що у разі відходу від муфти клямка відкривається і колона падає в свердловину;

недосконалість конструкції клямки гака;

поломка бічних серг і стовбура гака;

несправність гальмівної системи;

розрив гальмівної стрічки і гальмівного шківів, надмірний знос гальмівних колодок;

відключення гідродинамічного гальма;

знос шарнірних з'єднань гальмівної системи;

заклинювання гальмівного важеля;

несправність запобіжного пристосування гальмівного важеля;

порушення різьбового з'єднання натяжних болтів гальмівної стрічки;

злом і руйнування з'єднань елементів бурильної колони в процесі СПО внаслідок динамічних навантажень, що виникають під час різкої посадки колони на ротор чи на уступ у свердловині;

робота стропа невідповідної вантажопідйомності і за наявності зносу понад норму.

У процесі експлуатації поломки і руйнування з'єднань елементів бурильної колони відбуваються в місцях послабленої міцності труби або з'єднання.

Порушення трудової і технологічної дисципліни, недостатня автоматизація СПО, а саме: відсутність автоматичних бурових ключів (АКБ), клинів, умонтованих у ротор, конструктивні недоліки елеваторів і клямок гака, а також відсутність достатнього досвіду членів бурової бригади — головні причини, що призводять до падіння колон у свердловину.

Отже, можна зазначити, що аварії відбуваються внаслідок не лише недоліків конструкції бурильних труб, недостатнього технічного нагляду і невисокої кваліфікації працівників. Це спричинює несвоєчасну профілактику бурильних колон, опускання їх у свердловину з недопустимим зносом окремих елементів спуско-піднімальної системи, поганий стан обладнання, невідповідність міцності колони умовам буріння, неякісний облік роботи бурильних колон.

Аварії під час кріплення свердловини виникають через падіння окремих обсадних труб і секцій колон у свердловину, зім'яття обсадних колон, а також невдале цементування.

Обсадні колони падають у свердловину внаслідок:

несправності спуско-піднімального інструменту і обладнання;

нехтування розрахунковими даними;

різкої посадки колони (під час спуску) на ротор;

неповного і неякісного кріплення муфти з трубою;

несправності клинових захоплювачів тощо.

Зім'яття обсадних труб у колонах, які спускають із зворотним клапаном, відбувається через несвоєчасне доливання їх буровим розчином і велику швидкість спуску.

Руйнування різьбових з'єднань спричинюється скручуванням їх через нитку або неправильним входженням різьби труби і муфти. Перше відбувається здебільшого з вини бурової бригади, а друге — з вини виробників труб. Іноді накручування муфти на трубу через нитку є заводським дефектом. Вихід різьби труби із контакту з різьбою муфти часто пов'язаний з деформацією труб.

При експлуатації зацементованих колон виникають зім'яття, обрив і згин обсадних труб, протирання тіла труб та інші аварії.

Зацементовані обсадні колони найчастіше зминаються внаслідок завалів порід на тій ділянці стовбура, який знаходиться вище цементного кільця. Причиною зім'яття труб вище зацементованої ділянки є також падіння рівня рідини в колоні нижче допустимих величин.

Зім'яття обсадних колон на зацементованих ділянках відбувається в зоні фільтра, а також у прилеглих до нього зонах.

У разі надмірного навантаження обсадна колона зминається в нижній частині, а в інтервалі, ускладненому кавернами, або за великого діаметра свердловини колона може вигнутися.

У разі порушення технічних правил зварювання труб із муфтами, виготовленими із легованих сталей марок 40ХН і 40ХМФА, з'єднання руйнуються на місці зварювання.

При цементуванні в обсадних колонах може залишитися велика кількість цементного розчину внаслідок:

зниження швидкості протискування розчину (через великий розрив у часі між закінченням нагнітання цементного розчину і початком нагнітання протискувальної рідини);

застосування зворотних клапанів із малим зазором між тарілкою клапана і муфтою, в яку вгвинчується корпус клапана, або з малою площею живого перерізу в корпусі клапана (менше 30 см²);

невідповідності якості цементного розчину температурним умовам свердловини (через що цементний розчин передчасно починає тверднути);

застосування для утворення цементного розчину води, забрудненої домішками, які прискорюють твердіння цементу;

невідповідних розмірів і низької якості відокремлювальних пробок і стоп-кільця;

недостатнього контролю за якістю приготування цементного розчину;

порушення технологічних вимог до спуску колони та її цементування.

Під час цементування обсадних колон стає можливим руйнування тіла обсадних труб унаслідок грубого порушення правил спуску колон (посадка колон у шлам і передчасне твердіння цементного розчину). Для відновлення циркуляції бурового розчину в цих випадках часто застосовують максимальний тиск, що призводить до розриву труб. Руйнування різьбових з'єднань може відбутися у разі несвоєчасної зупинки ЦА, тобто після досягнення тиску «стоп».

Аварії з турбобурами виникають унаслідок таких причин:

зрив різьби верхнього перехідника (вилив із різьби корпусу) чи перехідника, який з'єднує корпуси секційних турбобурів;

відкручування роторної гайки і контргайки вала турбобура;
злом вала турбобура;
злом корпусу турбобура;
відкручування ніпеля турбобура;
зрив або відкручування різьбового з'єднання вала турбобура з різьби перехідника на долото;

відкручування турбобура від бурильної колони;
заклинювання корпусу турбобура.

Різьби у вузлах турбобура зриваються і відкручуються внаслідок недостатнього кріплення їх у процесі збирання, порушення правил експлуатації і ремонту турбобурів. Ніпель відкручується у разі заклинювання вала турбобура шматками шламу, сторонніми металевими предметами, через набухання гумової обкладки і внаслідок вигнутості вала. До руйнування різьбових з'єднань турбобура призводять осьові вібрації. Злом корпусу турбобура відбувається переважно по різьбі. В односекційних турбобурах основні поломки відбуваються в місцях з'єднання верхнього перехідника з корпусом, а у багатосекційних — у з'єднувальних перехідниках, причому кількість поломок в останньому випадку є значно більшою, ніж у односекційних. Зломи носять утомний характер.

Злом вала турбобура відбувається:

на його верхній різьбі під роторну гайку і контргайку;
у промивних вікнах;
у місцях переходу з основного діаметра на діаметр під п'яту;
в упорі втулки нижньої опори у вал.

Односекційний турбобур відкручується від бурильної колони переважно через те, що реактивний момент у нього в 2—3 рази менший, ніж у багатосекційних турбобурів.

Корпуси турбобура заклинюються шматками твердих порід, металевими предметами, які потрапили у свердловину внаслідок аварії, що сталася раніше.

Аварії з долотами виникають унаслідок відкручування доліт та їх руйнування.

Відкручування доліт відбувається через порушення правил їхнього кріплення або спуску, а також у разі застосування перехідників на долото з невідповідною різьбою (коли перехідники виготовлені в механічних майстернях без відповідної перевірки різьби калібрами).

Причини поломок доліт:

перетримування на вибої;
буріння з навантаженнями на долото, що перевищують допустимі;
удар об вибій або об уступ;
розбурювання долотами, що не відповідають міцності порід;
недостатня міцність опор;
недостатня міцність зварних швів;
заклинювання;
дефекти нарізки різьби;
нешільне прилягання заплечиків лап долота до торця перехідника;
робота за наявності металу на вибої;
затягне промивання свердловини перед підніманням відробленого долота.

Внаслідок аварій з долотами у свердловині найчастіше залишаються шарошки доліт. Це пов'язано переважно зі значним зносом опор, недостатнім терміном їх роботи навіть у межах, передбачених конструкцією доліт і режимами роботи останніх у свердловині.

Довговічність опори долота залежить від інтенсивності зношування і руйнування поверхонь цапфи, шарошки і тіл кочення. При цьому поверхні опори, що труться, піддаються одночасно абразивному зносу, крихкому і втомному викришуванню, зім'яттю, окисному і тепловому зносу і високотемпературним опікам у мікрооб'ємах металу в присутності бурових розчинів під високим тиском. Одночасно розвиток цих процесів, а також недоброякісне збирання доліт, різні механічні властивості металу опор і шарошок доліт та окремі

конструктивні недосконалості останніх призводять до нерівномірного зношування опор і озброєння доліт, а отже і до великої різниці в їх зносостійкості. Все це зумовлює труднощі щодо визначення якості відробки доліт, оптимального і граничного часу перебування долота на вибої, особливо в умовах турбінного буріння.

Алмазні долота відкручуються з тих самих причин, що і шарошкові.

У процесі буріння свердловин із алмазних доліт можуть випадати алмази через недостатнє їх кріплення в матриці, а також через зношування матриці доліт. Алмази, які випали, викишують інші алмази в долоті, що може призвести до руйнування всього долота.

Застосування доліт різального типу супроводжується меншою кількістю аварій порівняно із застосуванням шарошкових доліт. Аварії фактично є поодинокими, хоча все ж таки відбуваються.

У разі використання доліт різального типу (лопатевих) спостерігаються їх відкручування, злом лопатей, поломка корпусу.

Лопаті ламаються внаслідок нещільного їх приєднання до корпусу або заклинювання долота, що зв'язано з невідповідним режимом його роботи на вибої.

Інші види аварій виникають у процесі проведення промислово-геофізичних робіт, випробування свердловини і т. п.

Найхарактерніші аварії при *промислово-геофізичних роботах у свердловині* — це прихват і залишення у свердловині кабелю, різних приладів, вантажів, шаблонів, торпед, які застосовують для випробувань свердловини і допоміжних робіт, а також самовільні вибухи торпед і постріли перфораторів.

Прихват кабелю у свердловині може бути спричинений його перепусканням, заплутуванням під час опускання або підйому з великою швидкістю, обвалом порід і утворенням пробок. Здебільшого аварії при промислово-геофізичних роботах відбуваються внаслідок недостатньої підготовленості свердловини до електрометричних робіт, недоброякісного кріплення пристосувань до кабелю і кабелю до підйомника, а також у разі застосування зношеного кабелю. Особливо часто аварії цього виду відбуваються при довготривалих геофізичних роботах у свердловинах і під час залишення кабелю з пристосуванням без руху у свердловині.

Обмежено застосовують спеціальні пружинні контакти, вмонтовані в свердловинні пристрої або кабельну головку. Практика показала їх важливість і можливість уникнути за їх допомогою великої кількості аварій цього виду.

Внаслідок відсутності контрольних міток на кабелі пристрої часто затягуються на блок-баланс та обриваються.

Причиною аварії у свердловині може бути і перехрещення кабелю під час торпедування, заклинювання перфоратора після пострілу або його використання в порушених чи зім'ятих ділянках обсадної колони.

Самовільні вибухи торпед і постріли перфораторів відбуваються внаслідок застосування нетерmostійких вибухових речовин та засобів вибуху у високотемпературних свердловинах, у разі зім'яття кожухів торпед або передчасного надходження електрозаряду на запалювач.

Незадовільна підготовка стовбура свердловини полягає у такому:

промивання буровим розчином, який не відповідає вимогам ГТН, або тривале промивання, яке не забезпечує потрібного очищення свердловини;

недостатнє пророблення місць звужень, виступів та викривлених ділянок;

перевірка стовбура свердловини невідповідним шаблоном.

Під час *випробування продуктивних горизонтів* трапляються аварії з випробувачами пластів, поломки та зрив різьб в елементах насосно-компресорних труб (НКТ), падіння сторонніх предметів у свердловину.

Головні причини цих аварій:

порушення технології випробування продуктивних горизонтів;

незадовільна технологія встановлення цементних мостів;

робота з дефектними трубами;

недостатня технологічна дисципліна і незадовільна технічна оснащеність бригад, які проводять ці роботи, внаслідок чого у свердловину опускаються труби з недостатньо закріпленими різьбовими з'єднаннями, які мають дефекти;

посадка труб у шлам;

незадовільне проведення ізоляційних робіт;

відсутність на трубах, що спускаються в свердловину, обтирачів, які попереджують падання сторонніх предметів тощо.

Відкриті фонтани часто трапляються під час буріння розвідувальних свердловин на нових родовищах нафти і газу.

Свідченням цього може бути те, що багато родовищ нафти і газу Росії, України та Узбекистану відкривались із фонтанів — Єльшанське, Угерське, Шебелинське, Усть-Вілюйське, Газлинське, Кегичівське та ін.

Головні причини відкритих фонтанів свердловин такі:

вибір конструкції свердловин без урахування глибини залягання і пластового тиску горизонтів, що розкриваються;

неякісне цементування обсадних колон, на яких встановлюється ПВО, що призводить до проривів газу під час викидів після закриття превентора;

невідповідність параметрів ПВО умовам буріння газових, газоконденсатних і нафтових свердловин;

незадовільні схеми обладнання гирла свердловин, що не забезпечують своєчасну і надійну їх герметизацію в умовах газопроявів;

неправильна експлуатація ПВО;

неправильний вибір густини бурового розчину для розкриття пластів, а також використання бурових розчинів низької якості;

недостатнє промивання свердловин у процесі буріння і перед підніманням бурильної колони;

збільшення вмісту газу в буровому розчині у процесі буріння (погана дегазація бурового розчину, який виходить із свердловини);

зниження тиску в умовах розкриття свердловиною продуктивних або напірних водонесних горизонтів під час піднімання бурильної колони у разі використання бурових розчинів із високим СНЗ або за наявності сальників («поршнювання» під час піднімання бурильної колони);

падіння рівня рідини у свердловині в процесі проведення бурових робіт унаслідок несвоечасного її заповнення або поглинання рідини розкритими пластами;

невживання своєчасних заходів в умовах газопроявів для запобігання викидам і відкритому фонтануванню.

Найбільше фонтанів виникає в процесі буріння на газових родовищах. Це пояснюється недооцінкою особливостей проведення газових свердловин і механічним перенесенням технології і техніки розбурювання нафтових родовищ на газові, а останнім часом і тенденцією перенесення її на виснажені родовища для спорудження газових сховищ.

Крім того, фонтани можуть бути викликані розкриттям нижчезалягаючих продуктивних горизонтів без перекриття вищезалягаючих (особливо з високими пластовими тисками).

Причинами виникнення фонтанів є тривалі зупинки і порушення циклічності буріння, невміле застосування методів ліквідації аварій (допущення помилок під час установа ванн), розкриття пластів із різко відмінною літолого-фізичною характеристикою і наявністю АВПТ.

Як правило, відкриті фонтани виникають там, де:

порушується технологія спорудження свердловин;

допускаються відхилення від прийнятих проектних норм без достатнього обґрунтування;

застосовується невідповідне обладнання (гирлове і противикидне).

Порядок розслідування та облік аварій регламентуються нормативними документами з розслідування і обліку аварій при бурінні нафтових і газових свердловин.

Всі аварії слід розслідувати протягом 72 год з моменту їх виникнення. Аварії розслідує призначена наказом бурової організації постійно діюча комісія. Для участі в розслідуванні аварії можуть бути запрошені співробітники науково-дослідних організацій, заводів-виготовлювачів та інших організацій.

Комісія зобов'язана:

встановити організаційні і технічні причини, які призвели до аварії, і виявити конкретних винуватців;

розробити необхідні заходи для попередження подібних аварій в подальшому;

скласти і підписати акт про аварію у трьох примірниках за встановленою формою.

Головний інженер зобов'язаний:

вивчити обставини, які призвели до виникнення аварії, і розробити заходи для її ліквідації;

розглянути і затвердити протягом 3 діб «Акт про аварію»;

подати пропозиції з попередження подібних аварій і заходи впливу щодо винних у виникненні цієї аварії.

Один примірник акту про аварію надсилають у бурову організацію вищого рангу, другий за потреби — в науково-дослідну або проектну організацію, а третій залишають у відомстві бурової організації.

У випадку виникнення аварії внаслідок використання неякісних обладнання, інструменту і матеріалів бурова організація зобов'язана подати рекламацію заводу-виготовлювачу відповідно до чинних положень і в установлений термін.

За кожною аварією технічна служба під керівництвом головного інженера бурової організації вживає заходів, які забезпечують ліквідацію аварії в стислий термін, а саме:

складається план робіт для ліквідації аварії із зазначенням термінів і відповідальних виконавців;

призначається відповідальний за виконання плану роботи;

здійснюється контроль за ліквідацією аварії;

надається потрібна допомога інженерним службам для виконання плану робіт.

Загальне керівництво і відповідальність за своєчасне вжиття заходів щодо ліквідації аварії покладається на головного інженера бурової організації.

Відповідальний за виконання плану робіт з ліквідації аварії зобов'язаний організувати його здійснення відповідно до плану, вимог техніки безпеки та чинних нормативних документів.

Усі зміни в плані робіт слід узгоджувати з головним інженером організації.

Якщо за планом, складеним буровою організацією, аварію не ліквідовано протягом 10 діб, подальший план роботи з її ліквідації складає бурова організація вищого рангу.

Всі розпорядження з ліквідації аварій або зміни плану робіт передаються особі, відповідальній за їх виконання, у письмовому вигляді.

При роботах у віддалених районах допускається передача розпоряджень телефоном або через радіозв'язок, але з обов'язковим подальшим підтвердженням листом.

Всі аварії бурова організація реєструє у «Журналі обліку аварій» протягом 24 год із часу їх виникнення. Реєстрація аварій, облік, ведення і зберігання документації про них покладаються на одного з ІТП, призначеного наказом бурової організації. Правильне заповнення «Журналу обліку аварій» та електронної бази даних контролює головний інженер бурової організації. Бухгалтерія підраховує сумарні затрати на ліквідацію аварій.

Після ліквідації аварії на свердловині (протягом 24 год із моменту її ліквідації) складається «Акт про ліквідацію аварії», який надсилають в ту саму організацію, куди було надіслано «Акт про аварію».

Для правильної організації робіт із попередження аварій на кожній буровій, час спорудження якої перевищує 1 місяць, потрібно складати «Профілактичну карту для безаварійного ведення робіт».

Перевірка виконання рекомендацій карти здійснюється щомісячно.

Щоб підвищити знання бурових бригад та ІТП і познайомити їх зі станом аварійності в бурових організаціях, з наказами і постановами вищих організацій, із заходами для попередження аварій, з новою технікою і технологією для їх ліквідації, об'єднання має організовувати постійне навчання кадрів.

Відповідальність за проведення технічного навчання покладається на начальника технологічного відділу бурової організації.

8.6.2. ПОПЕРЕДЖЕННЯ АВАРІЙ

Попередження аварій — це насамперед виконання вимог проектів на спорудження свердловини (технічного та технологічного), а також чинних інструкцій і нормативних документів, обов'язкових для окремого району ведення бурових робіт.

Для **попередження найбільш поширених видів аварій** буровій бригаді потрібно: ознайомитися з геологічною будовою родовища і зонами можливих ускладнень; твердо засвоїти і чітко уявляти собі особливості буріння стратиграфічних горизонтів; суворо дотримуватися вимог ГТН, проекту технології буріння свердловини, режимно-технологічної карти (РТК) тощо;

постійно стежити за відповідністю параметрів бурового розчину проектним значенням, а також за станом свердловини, за бурильною колоною, інструментом;

добре вивчити нормативні документи з експлуатації доліт, турбобурів, електробурів, спуску колон і точно дотримуватися їх;

дотримуватися трудової дисципліни.

Особливу увагу треба звертати на попередження аварій, які можуть статися внаслідок неогляду під час вахти.

Приймаючи зміну, потрібно:

при знаходженні бурильної колони у свердловині припідняти її не менше ніж на 15 м та переконатися з показань контрольно-вимірювальних приладів (КВП), ГІВ і манометра — в цілісності колони і стану стовбура свердловини у привибійній зоні;

перевірити справність механізмів — лебідки, ротора, редуктора та насосів;

уважно оглянути талевий канат, гальмівні стрічки, елеватори, ключі і ланцюгові передачі, стан клинів, вмонтованих у ротор, і щелеп ключа АКБ-3;

перевірити стан ПВО, справність роботи КВП та протизатягувача;

перевірити якість і об'єм бурового розчину, в тому числі аварійного запасу;

усунути несправності обладнання;

повідомити негайно про несправності чи порушення, які перешкоджають нормальній роботі, буровому майстру або працівникові служби оперативного керування.

Бурильнику слід отримати від попередньої вахти відомості про:

довжину і компоновку бурильної колони;

глибину і діаметр свердловини, в тому числі глибину переходу від одного діаметра свердловини до другого;

технічний стан стовбура свердловини, зони виступів, осипів, звужень, поглинань, жолоби та інтервали розкриття продуктивних горизонтів;

розпорядження бурового майстра чи технічного керівництва.

У разі виникнення аварії бурильник зобов'язаний негайно повідомити бурового майстра про аварію і вжити першочергових заходів для її ліквідації, щоб не допустити ускладнень.

Попередження аварій з елементами бурильної колони — ведучою трубою, ОБТ, перехідниками, бурильними замками, з'єднувальними муфтами, центраторами, калібраторами, розширювачами і амортизаторами — починається з приймання їх від заводів-виготовлювачів, підготовки їх до експлуатації і транспортування на бурові.

Трубна база згідно з проектом на спорудження свердловини поставляє на бурову бурильну колону, підбрану із обважнених, бурильних і ведучих труб, а також перехідників та укомплектовану і перевірену відповідно до вимог «Інструкції з експлуатації, ремонту та обліку бурильних труб» і технічного проекту.

Завезення бурильних труб, ОБТ і перехідників на бурові здійснюють тільки після перевірки їх на трубній базі або на закінченій бурінням свердловині представники трубної бази. Не дозволяється використовувати труби, які не забезпечують установленого коефіцієнта запасу міцності. Бурильні, обважені і ведучі труби перевозять на спеціально обладнаних транспортних засобах. Кінці труб мають не виступати за габарити транспортних засобів більш ніж на 1 м. Не допускається волочіння труб по землі. Ведучі труби перевозять вкладеними в обсадні труби відповідного діаметра.

Для розвантажування, навантажування і укладання труб слід застосовувати вантажопіднімальні механізми або безпечні накати. Скидати труби з транспортних засобів чи стелажів не дозволяється. Не можна допускати ударів труб однієї об одну або об металеві предмети.

Труби, які надійшли на бурову, треба укладати комплектами на стелажі, між рядами класти дерев'яні прокладки перерізом 30×35 мм із кінцевими підпорами.

Перед збиранням труб у свічі їх слід переглянути і прошаблонувати, а також перевірити їх відповідність до паспорта (або виписки з паспорта).

До експлуатації допускаються:

ОБТ, бурильні труби, перехідники та ОЦЕ із заводськими сертифікатами, маркуванням та відповідністю до вимог чинних стандартів і технічних умов;

ОБТ, які мають позарізьбові розвантажувальні канавки або замкові різьби, зміцнені термомеханічним способом, обкаткою та іншими методами, а також ОБТ із бурильними замками, привареними до них чи накрученими в гарячому стані, з утворенням упору в стабілізаційному пояску (як виняток до першого ремонту дозволяється застосовувати нові ОБТ із незміцненою різьбою, виконаною на заводі-виготовлювачі труб);

наддолотний комплект, який складається з труб, виготовлених із сталі групи міцності Д з найбільшою товщиною стінок (використовувати групи міцності Е, К, Л, М та Р забороняється);

комплекти бурильних труб, підбрані відповідно до розрахунку на міцність;

перехідники, виготовлені відповідно до стандартів;

ведучі труби із замковою різьбою, виконані на заводі-виготовлювачі або в механічних майстернях підприємств після електродугового наплавлення.

Для буріння свердловин роторним способом на будь-яку глибину і вибійними двигунами на глибину понад 3000 м замки в бурильних трубах після гарячого кріплення рекомендується приварювати до кілець, які насаджені на труби в гарячому стані.

У разі затягування труб у бурову не можна допускати перегину їх через ворота вишки, а також ударів об ротор чи інші металеві предмети.

Експлуатацію бурильної колони треба проводити:

при горизонтальному положенні ротора;

при відцентрованому ліхтарі вишки;

із застосуванням для різьбових з'єднань спеціальних мастил (Р-416 для роботи з температурою в свердловині до 100 °С і Р-113 для роботи з температурою до 200 °С) або графітного мастила типу УССА за ГОСТ 3333—80 (80% жирного солідолу 40-2 і 20% графіту);

при справних пневматичних клинах роторних (ПКР), АКБ-3М, пневматичних бурових ключах (ПБК) та інших механізмах і інструментах для СПО.

Бурильна колона має складатися з:

ОБТ, вага яких у повітрі має перевищувати на 25% проектне осьове навантаження на долото;

наддолотного комплекту бурильних труб довжиною 250—300 м, який встановлюють над ОБТ;

ОЦЕ низу бурильної колони, місця розташування яких вибирають за спеціальними методиками (див. розділ 5.5, том 3); бурильних труб.

На бурильних трубах, які розміщені в обсадженій частині стовбура, рекомендується встановлювати запобіжне кільце (протектор), а під ведучою трубою — перехідник із протектором. Допустиме зношення кілець — до розміру діаметра бурильного замка.

Бурильні свічі, у яких скручені труби неспіввісні або які мають різкі перегини, треба видаляти з бурильної колони і відправляти в ремонт. Перед скручуванням труб замкову різьбу треба очистити і змастити спеціальним мастилом. Під час скручування труб і свіч не можна зіштовхувати конус замка в муфту, а під час розкручування — утворювати натяг, який перевищує вагу відкручуваної частини колони (вага труби, свічі). Якщо при закріпленні замкових різьб торці з'єднувальних деталей сходяться нещільно, то такі елементи бурильної колони бракують.

Усі замкові з'єднання і різьбові з'єднання ОБТ під час опускання бажано докріплювати з моментами згвинчування, які наведені в табл. 2.157—2.159 (див. розділ 2.5.4, том 1) та в табл. 2.205—2.208 (див. розділ 2.7.7, том 1).

Коефіцієнти запасу міцності регламентуються нормативними документами.

Під час кріплення або розкріплення замкового різьбового з'єднання бурильних труб забороняється встановлювати машинний ключ або щелепи ПБК, АКБ-3М на тіло труб для запобігання їх руйнуванню.

Під час опускання труб у свердловину не можна допускати різкого гальмування бурильної колони і удару елеватора об ротор, а також різкої посадки на клини.

Перед розходжуванням бурильної колони у разі прихвату треба уточнити міцнісні можливості елементів, що її складають. Максимально допустимі розтяжні навантаження при розходжуванні мають не перевищувати 80% навантаження, за якого напруження в самому слабкому елементі бурильної колони досягають межі текучості. Міцнісні характеристики бурильних труб першого класу наведені в табл. 2.139, 2.144, 2.148 і 2.151 (див. розділ 2.5.3, том 1). У табл. 8.75 наведено, за І.П. Пустовойтенком, допустимі розтяжні навантаження для І—ІІІ класів сталевих бурильних труб.

Таблиця 8.75

Розтяжні навантаження, які відповідають межі текучості матеріалу труб, кН

Діаметр труби, мм		Товщина стінки труби, мм	Площа поперечного перерізу труби, см ²	Групи міцності сталі				
умовний	зовнішній			Д	К	Е	Л	М
І клас								
60	60,3	7	11,7	441	588	637	735	882
		9	14,5	539	686	784	931	1078
73	73,0	7	14,5	539	686	784	931	1078
		9	18,1	676	882	980	1176	1323
		11	21,4	784	1029	1176	1327	1568
89	89,0	7	18,0	686	882	980	1127	1323
		9	22,6	833	1127	1225	1421	1666
		11	26,9	980	1323	1470	1715	1960
102	101,6	7	20,8	774	1029	1127	1323	1519
		8	23,5	882	1127	1274	1470	1715
		9	26,2	980	1274	1421	1666	1943
		10	28,8	1078	1421	1585	1813	2107

Діаметр труби, мм		Товщина стінки труби, мм	Площа поперечного перерізу труби, см ²	Групи міцності сталі				
умовний	зовнішній			Д	К	Е	Л	М
114	114,3	7	24,3	882	1176	1274	1519	1715
		8	26,7	980	1323	1421	1715	1960
		9	29,8	1127	1470	1617	1911	2205
		10	32,8	1225	1617	1764	2107	2401
		11	35,7	1323	1764	1911	2254	2597
127	127,0	7	26,4	980	1274	1421	1666	1960
		8	29,9	1127	1470	1617	1911	2205
		9	33,4	1225	1617	1813	2107	2450
		10	36,7	1327	1813	1960	2352	2695
140	139,7	8	33,1	1225	1617	1764	2107	2450
		9	36,9	1327	1813	2009	2352	2695
		10	40,7	1519	2009	2205	2597	2989
		11	44,5	1666	2156	2401	2842	3234
168	168,3	9	45,0	1666	2205	2450	2842	3283
		10	49,7	1862	2450	2695	3185	3626
II клас								
60	57,5	5,6	9,3	343	460	509	588	686
	56,7	7,2	11,2	421	548	607	715	823
73	70,2	5,5	11,4	421	558	617	725	833
	69,4	7,2	16,1	519	686	764	901	1038
	68,6	8,8	16,5	617	813	882	1048	1215
89	86,2	5,6	14,9	558	735	803	950	1097
	85,4	7,2	17,9	666	882	970	1146	1323
	84,6	8,8	21,2	793	1038	1146	1352	1568
102	98,8	5,6	16,8	627	823	911	1068	1234
	98,4	6,4	18,9	705	931	1019	1205	1391
	98,0	7,2	20,5	764	999	1107	1303	1519
	97,6	8,0	22,7	842	1107	1225	1450	1666
114	111,5	5,6	18,6	686	911	999	1176	1372
	111,1	6,4	21,4	803	1048	1156	1372	1560
	110,7	7,2	22,9	852	1127	1234	1470	1685
	110,3	8,0	25,9	970	1274	1391	1646	1911
	109,9	8,8	27,5	1029	1352	1470	1764	2018

Діаметр труби, мм		Товщина стінки труби, мм	Площа поперечного перерізу труби, см ²	Групи міцності сталі				
умовний	зовнішній			Д	К	Е	Л	М
127	124,2	5,6	21,2	793	1038	1146	1352	1568
	123,8	6,4	23,6	882	1156	1274	1509	1734
	123,4	7,2	25,9	970	1274	1391	1646	1685
	123,0	8,0	28,6	1078	1401	1548	1822	2107
140	136,5	6,4	25,9	970	1274	1391	1646	1685
	135,9	7,2	29,2	1087	1430	1568	1862	2156
	135,7	8,0	32,2	1195	1568	1734	2058	2352
	135,3	8,8	35,3	1323	1734	1911	2254	2597
168	163,7	7,2	35,3	1323	1734	1911	2254	2597
	164,3	8,0	29,3	1470	1930	2116	2499	2891
III клас								
60	55,4	4,55	7,3	274	362	392	470	539
	54,0	3,85	7,9	333	441	490	568	656
73	68,1	4,55	9,1	343	441	490	588	676
	66,7	5,85	11,3	421	558	607	725	833
	65,2	7,11	12,9	480	637	695	823	950
89	84,1	4,55	11,8	441	578	637	754	872
	82,7	5,85	14,1	529	686	764	901	1038
	81,2	7,11	16,7	627	823	901	1058	1225
102	96,7	4,55	12,9	480	637	695	823	950
	96,0	5,20	15,3	558	754	823	980	1127
	95,3	5,85	16,4	607	803	882	1048	1205
	94,6	6,50	18,4	786	901	989	1176	1352
114	109,4	4,55	15,4	578	754	833	980	1127
	108,7	5,20	16,7	627	813	901	1068	1225
	108,0	5,85	18,2	696	891	980	1156	1342
	107,3	6,50	20,4	764	999	1097	1303	1499
	106,5	7,11	22,8	852	1117	1225	1450	1666
127	122,1	4,55	17,3	646	842	931	1097	1274
	121,4	5,20	18,8	705	921	1009	1195	1372
	120,7	5,85	20,4	764	999	1097	1303	1499
	120,0	6,50	23,2	862	1136	1254	1470	1705

Діаметр труби, мм		Товщина стінки труби, мм	Площа поперечного перерізу труби, см ²	Групи міцності сталі				
умовний	зовнішній			Д	К	Е	Л	М
140	134,1	5,20	21,2	784	1038	1146	1352	1568
	133,4	5,85	23,6	882	1156	1274	1499	1734
	132,7	6,50	25,9	970	1274	1401	1646	1911
	131,9	7,11	28,3	1058	1381	1519	1803	2077
168	162,0	5,85	29,1	1078	1421	1568	1862	2136
	161,3	6,50	31,4	1176	1548	1695	1989	2313

Розкріплення різьбових з'єднань ОБТ і замкових з'єднань бурильних труб треба виконувати ключами АКБ-3М або машинними ключами за допомогою пневморозкріплювача.

Розкріплення їх обертанням ротора забороняється.

Для досягнення рівномірного зовнішнього зношування замків і зношування замкових різьб рекомендується через 10—20 спуско-підйомів міняти місцями з'єднання ОБТ і у межах одного комплекту — бурильних труб.

Бурильні труби опресовують на тиск, який в 1,5 раза перевищує робочий, але не менше ніж на 30 МПа в таких випадках:

перед введенням в експлуатацію;

через 800 год механічного буріння;

перед проведенням відповідальних робіт у свердловині (буріння алмазними долотами, випробування в процесі буріння, розкриття продуктивних горизонтів, спуск обсадних колон секціями тощо);

після глушіння відкритих фонтанів та інтенсивних нафтогазопровів.

У процесі експлуатації має бути організований контроль за станом елементів бурильної колони неруйнівними методами.

Перевірці підлягають:

трубна різьба алюмінієвих, сталевих і ведучих бурильних труб;

зварювальний шов труб ПВ, ПН та ПК;

замкова різьба переходників, ОБТ і ведучих труб;

тіло труби в зоні роботи ПКР;

товщина стінок алюмінієвих і сталевих бурильних труб.

Періодичність перевірок встановлює бурове підприємство залежно від умов експлуатації бурильної колони (глибина свердловини, твердість порід, кривизна, спосіб буріння, кислотність бурового розчину, клас труб тощо).

У табл. 8.76 наведено, за І.П. Пустовойтенком, рекомендації для перевірок елементів бурильної колони дефектоскопами.

Для нормальних умов і стану стовбура свердловини І.П. Пустовойтенко рекомендує таку періодичність перевірок:

стан елементів бурильної колони неруйнівними методами (дефектоскопами) — в терміни, наведені в табл. 8.76;

товщину стінок сталевих бурильних труб, бурильних замків і ОБТ — 1 раз на місяць, а алюмінієвих труб — через 200—250 год механічного буріння. Крім того, товщину стінок алюмінієвих бурильних труб перевіряють додатково приладом «Кварц» або таким, що замінює його (в терміни проведення дефектоскопії, див. табл. 8.76).

Періодичність перевірок елементів бурильної колони дефектоскопами

Елементи бурильної колони, які підлягають перевірці	Деталь, з'єднання, ділянка, які підлягають перевірці	Глибина буріння під час перевірки, м	Термін проведення перевірки при бурінні, діб	
			роторному	турбінному
Труби бурильні В, Н, ВК, НК	Різьба труби і ділянка труби від кінця збігу різьби завдовжки 500 мм	< 2500 2500—3500 3500—5000	60 45 30	90 65 45
Алюмінієві бурильні труби	—	> 5000	20	30
Труби бурильні ПВ, ПК, ПН, а також за стандартами АНІ	Зона зварного шва, потовщена частина труби і ділянка труби перехідної зони на довжину 300 мм від потовщеної частини	< 7000	60	90
Ведучі труби	Ніпель — замкова різьба і трубна різьба	< 2500	60	90
ОБТ, перехідники, центратори і калібратори лопатеві	Ніпель та муфта	> 2500	30	45

Діаметр бурильних труб у зоні роботи ПКР перевіряють 1 раз на місяць у разі глибини свердловин до 4000 м, 2 рази за місяць — у разі більшої глибини.

Місце розташування комплектів ЛБТ у бурильній колоні міняють через 150—200 год роботи (буріння, проробка і розширення).

Замкові різьби ведучих труб, ОБТ і перехідників перевіряють калібрами 1 раз на квартал, а за частотою обертів після посадки ніпеля в муфту — 1 раз на місяць.

Зміну положення труб у свічах (робоче з'єднання на неробоче) в умовах нормальної роботи бурової слід проводити: для бурильних труб через 1 місяць роботи, а для ОБТ — через 100 год механічного буріння за глибини свердловин до 3000 м і більше.

Секції бурильних труб, які знаходяться в дуже ускладнених інтервалах стовбура свердловини (наявність каверн, осипів, жолобів, великого викривлення тощо), на розсуд технологічної служби бурової організації можна піддавати дефектоскопії і товщинометрії з періодичністю до 1 разу на 10 діб (незалежно від глибини свердловини).

Граничні терміни проведення дефектоскопії за нормативними документами ДК «Укргазвидобування» наведено у табл. 8.77.

Після прихватів із застосуванням інтенсивних розходжувачів, незалежно від часу роботи, в обов'язковому порядку проводять дефектоскопію бурильних труб. Її треба здійснювати також перед спуском проміжних і експлуатаційних колон секціями.

Шарошкові розширювачі і калібратори перевіряють дефектоскопом через кожні 100 год роботи.

При перших ознаках аварії з бурильною колоною (зміни показань на індикаторі ваги, різке зміщення бурильної колони, збільшення частоти обертів ротора, різке падіння тиску і температури бурового розчину) потрібно негайно приступити до її піднімання з одночасним оглядом тіла всіх труб і перевіркою стану замкових з'єднань.

На всіх свердловинах, які мають глибину понад 3000 м, треба обов'язково через кожну годину промивання вимірювати і реєструвати температуру бурового розчину. Зниження цієї температури свідчить про негерметичність бурильної колони.

Бажано встановлювати прилади-самописи безперервного контролю температури і тиску.

Таблиця 8.77

Граничні величини параметрів зносу бурильних труб

Умовний діаметр, мм	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Знос зовнішньої поверхні труби				Вм'ятини, зім'яття, залишкове звуження		Залишкове розширення		Поздовжні надрізи, зарубини, точкова корозія, ерозія		Поперечні надрізи
			рівномірний		ексцентричний								
			товщина стінки після	діаметр зношеної	товщина стінки після	діаметр зношеної	глибина дефекту,	допустимий діаметр труби	допустиме збільшення зовнішнього діаметра,	граничний діаметр,	допустима товщина стінки	допустима товщина	
73	73,0	7	4,60	68,2	3,85	69,85	3,65	69,35	3,65	76,65	4,60	5,6	22,93
		9	5,85	66,7	4,95	68,95					5,85	7,2	
		11	7,15	65,3	6,05	68,05					7,15	8,8	
89	89,0	7	4,60	84,2	3,85	85,85	4,45	84,55	4,45	93,45	4,60	5,6	22,94
		9	5,85	82,7	4,95	84,95					5,85	8,2	
		11	7,15	81,3	6,05	84,05					7,15	8,8	
102	101,6	7	4,60	97,2	3,85	98,85	5,10	96,60	5,10	107,10	4,60	5,6	32,02
		8	5,20	96,4	4,40	98,40					5,20	6,4	
		9	5,85	95,7	4,95	97,95					5,85	7,2	
		10	6,50	95,0	5,50	97,50					6,50	8,0	
114	114,3	7	4,60	109,2	3,85	110,85	5,70	108,30	5,70	119,70	4,60	5,6	35,79
		8	5,20	108,4	4,40	110,40					5,20	6,4	
		9	5,85	107,7	4,95	109,95					5,85	7,2	
		10	6,50	107,0	5,50	109,50					6,50	8,0	
		11	7,15	106,3	6,05	109,05					7,50	8,8	
127	127,0	7	4,60	122,2	3,85	123,85	6,35	120,65	6,35	133,95	4,60	5,6	39,87
		8	5,20	121,4	4,40	123,40					5,20	6,4	
		9	5,85	120,7	4,95	122,95					5,85	7,2	
		10	6,50	120,0	5,50	122,50					6,50	8,0	
129	129,0	9	5,00	123,0	4,95	124,95	6,45	122,55	6,45	135,45	5,85	7,2	40,50
		11	6,00	123,0	6,05	124,05					7,15	8,8	
140	141,3	8	5,20	134,4	4,40	136,40	7,00	133,00	7,00	147,00	5,20	6,4	44,36
		9	5,85	133,7	4,95	135,95					5,85	7,2	
		10	6,50	133,0	5,50	135,50					6,50	8,0	
		11	7,15	132,3	6,05	135,05					7,15	8,8	
147	147,0	9	5,00	141,0	4,95	142,95	7,35	139,65	7,35	154,35	5,85	7,2	46,15
		11	6,00	141,0	6,05	142,05					7,15	8,8	
		13	8,00	141,0	7,15	141,15					8,45	10,4	
		15	9,00	141,0	8,25	140,25					9,75	12,0	
		17	10,00	141,0	9,35	139,35					11,05	13,6	
168	168,3	9	5,85	161,7	4,95	163,95	8,40	159,60	8,40	176,40	5,85	7,2	52,75
		10	6,50	161,0	5,50	163,50					6,50	8,0	

Відбракуванню і вилученню з бурильної колони підлягають труби:
 в яких будуть виявлені дефекти, що перелічені в табл. 8.77;
 при зношенні замкової різьби, що дорівнює величині, наведеній для різьб III класу в табл. 8.78;
 при зношенні зовнішнього діаметра бурильних замків, що дорівнює величині, наведеній для бурильних замків III класу в табл. 8.79;
 при зменшенні діаметра (овальність) більше ніж на 3 мм у місці захоплювання ПКР;
 за товщини стінки замкової муфти з боку труби (опорної поверхні під елеватор), меншої за 7 мм для замків ЗН-95, ЗН-108 та ЗН-118 і меншої за 9 мм — для решти типорозмірів замків;
 при згинах у вигляді спіралі.

Геометричні розміри бурильних труб кожного класу мають відповідати даним табл. 8.75.

Таблиця 8.78

Оцінка допустимого зносу замкових різьб

Типорозмір замка	Різьба	Кількість ниток на 25,4 мм довжини різьби	Конусність	Кількість обертів під час розкручування ніпеля з муфтою за класами, не менше			Відстань між підпірним виступом ніпеля і підпірним торцем муфти в момент посадки за класами, мм		
				I	II	III	I	II	III
ЗН-80	3-66	5	1:4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗУ-86	3-73	4	1:6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗН-95	3-76	5	1:4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗШ-108, ЗУК-108	3-86	4	1:6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗН-108, ЗН-113	3-88	5	1:4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗШ-118, ЗШК-118	3-101	5	1:4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗУ-120, ЗУК-120	3-102	4	1:6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗШ-133, ЗШК-133	3-108	4	1:6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗН-140	3-117	5	1:4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗШ-146	3-121	5	1:4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗУ-146, ЗУК-146	3-122	4	1:6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗУ-155, ЗУК-155	3-133	4	1:6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗН-172	3-140	4	1:4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗШ-178, ЗШК-178	3-147	4	1:6	6,2	5,3	4,1	39,4	33	26
ЗН-197	3-152	4	1:6	6,2	5,3	4,1	39,4	33	26
ЗУ-185	3-161	4	1:6	6,2	5,3	4,1	39,4	33	26

Класифікація бурильних замків за зносом

Типорозмір замка	Зовнішній діаметр замка (в мм) при рівномірному зношенні за класами			Зовнішній діаметр замка (в мм) при нерівномірному зношенні за класами		
	I	II	III	I	II	III
ЗН-80	80	77,6	75	80	78,8	77
ЗН-95	95	92	89	95	93,5	92
ЗН-108, ЗП-108	108	104,7	102	108	106,4	105
ЗН-140	140	135,8	133	140	137,9	136,5
ЗН-172	172	166,8	164	172	159,4	168
ЗП-170	170	—	—	170	—	—
ЗН-197	197	191	188	197	194	192,5
ЗШ-108, ЗШК-108	108	104,7	100	108	106,4	104
ЗШ-118, ЗШК-118, ЗУК-120	120	114,5	109	118	116,3	113,5
ЗУК-118, ЗШ-133	—	—	—	120	—	—
ЗУК-133	133	129	125	133	131	129
ЗШ-146, ЗУК-146	146	141,6	136	146	143,8	141
ЗШ-178, ЗШК-178	178	172,6	167	178	175,3	172,5
ЗШ-203	203	197	191	203	200	197
ЗУ-155, ЗП-155, ЗУК-155	155	150,3	148	155	152,6	151,5
ЗУ-185	185	179,4	177	185	182,2	181

Примітка. Замки із зовнішнім діаметром меншим, ніж наведений для III класу, відбраковують.

Після закінчення робіт у свердловині всі бурильні труби, з'єднувальні перехідники і ОБТ розкручують у замковій різьбі, промивають і змащують різьби. Труби укладають на стелажах приймального містка або в штабеля на території бурової.

Про проведення робіт, пов'язаних з заміною або ремонтом труб та інших елементів бурильної колони, а також профілактичних перевірок (дефектоскопія, опресування тощо), у процесі буріння свердловини записують у відповідні розділи паспортів (виписок із паспортів) на комплекти бурильних, обважнених і ведучих труб, а також на перехідники. Ці роботи мають бути передбачені в профілактичній карті для безаварійного ведення бурових робіт.

Додаткові вимоги для попередження аварій з бурильними колонами із алюмінієвих сплавів є такими.

Труби поставляють на бурову комплектно і з паспортом на кожний комплект. До комплекту входять труби одного розміру, класу, діаметра і товщини стінок, виготовлені із сплаву однієї марки, випущені одним і тим самим заводом, а також ті, які мають однакову конструкцію.

Труби, які надходять на бурову, піддають огляду і перевірці для того, щоб їх довжина, кривизна, стан зовнішньої поверхні і кількість вільних ниток різьби, які виступають з-під накручених деталей замка, відповідали зазначеним у паспорті. З-під торця муфти і ніпеля замка не має виходити понад дві нитки різьби (6,35 мм).

На кожній трубі комплекту, крім заводського, має бути маркування трубної бази із зазначенням номера труби і комплекту.

До КНБК із ЛБТ обов'язково має входити комплект із сталевих бурильних труб, який встановлюють над ОБТ так, щоб навантаження на долото не створювалося трубами з алюмінієвого сплаву.

Для буріння свердловин глибиною до 5000 м «ВНИИТнефть» (м. Самара, Росія) рекомендує такі компоновки:

при турбінному бурінні — долото, турбобур, ОБТ, сталеві бурильні труби 300—500 м і ЛБТ до гирла;

при роторному бурінні — долото, ОБТ, сталеві бурильні труби 250—400 м і ЛБТ до гирла.

В бурильній колонії, яка складається із сталевих і алюмінієвих труб, бажано алюмінієві труби розмішувати в обсадній колонії.

Алюмінієві бурильні труби не допускається експлуатувати за високих температур (із сплаву Д16Т до 150°C; АК4-1Т1 до 200°C та 1953Т1 до 100°C) і в бурових розчинах з високою лужністю ($\text{pH} \leq 10$). Для попередження їх корозії в буровий розчин слід уводити інгібітор корозії.

Згвинчування і розгвинчування свіч із ЛБТ треба виконувати із включеною нижньою шелепою АКБ. Розмір плашок пневмоклинів, вмонтованих у ротор, має бути відповідно таким: діаметр труби — 114, 127, 140 і 168 мм; розмір плашки — 114, 129, 147 і 170 мм.

Для труб інших діаметрів під час СПО застосовують елеватори. Зношені плашки замінюють тільки комплектами.

У свічах бурильної колони робочі та неробочі замкові з'єднання бажано міняти місцями між собою через кожні 15—20 спуско-підйомів комплекту труб.

Щоб не допустити передчасного тужавлення цементного розчину, не рекомендується використовувати ЛБТ для цементування через них секцій обсадних колон.

На тіло труби і бурильного замка після їх закріплення треба нанести контрольні мітки. У разі догвинчування з'єднання в процесі експлуатації ці труби із комплекту видаляють.

У табл. 2.150 і 2.151 (див. розділ 2.5.3, том 1) наведено основні характеристики і граничні навантаження для нових алюмінієвих бурильних труб. Допустимі умови експлуатації алюмінієвих труб різного класу, за І.П. Пустовойтенком, наведено в табл. 8.80. Максимально допустимі розтяжні навантаження розраховано за межею текучості з коефіцієнтом запасу міцності 1,2.

Таблиця 8.80

Умови експлуатації алюмінієвих бурильних труб

Номинальні розміри, мм		Мінімальні розміри, мм		Площа поперечного перерізу, см ²	Допустиме розтяжне навантаження, кН	Допустимий обертовий момент, кН·м
діаметр	товщина стінки	зовнішній діаметр	товщина стінки			
Труби І класу (одна смуга)						
170	11	168,5	10,0	54,9	1510	56,4
147	9	145,5	8,0	39,0	1070	34,9
	11	145,5	10,0	47,0	1290	40,9
	13	145,5	12,0	54,7	1500	46,3
	15	145,5	14,0	62,2	1710	51,3
	17	145,5	16,0	69,4	1910	55,8
129	9	127,5	8,0	33,9	930	26,1
	11	127,5	10,0	40,8	1120	30,5
114	10	112,5	9,0	32,7	900	21,5
108	10	106,9	9,0	30,8	840	19,0
103	9	102,0	8,1	26,6	730	15,8
93	9	92,0	8,1	23,7	650	12,5
73	9	72,0	8,1	18,1	500	7,1
64	8	63,0	7,1	14,1	390	4,8

Номінальні розміри, мм		Мінімальні розміри, мм		Площа поперечного перерізу, см²	Допустиме розтяжне навантаження, кН	Допустимий обертовий момент, кН·м
діаметр	товщина стінки	зовнішній діаметр	товщина стінки			
Труби II класу (дві смуги)						
170	11	167,0	8,0	44,1	1210	48,7
147	9	144,0	6,0	29,8	820	29,1
	11	144,0	8,0	37,6	1030	35,3
	13	144,0	10,0	45,1	1240	41,0
	15	144,0	11,0	48,0	1320	43,5
	17	144,0	13,0	54,9	1510	48,3
129	9	126,0	6,5	25,8	710	21,8
	11	126,0	8,0	32,4	900	26,3
114	10	111,0	7,0	25,4	700	18,2
108	10	105,0	7,0	23,8	660	16,1
103	9	100,0	6,5	20,0	550	13,1
93	9	90,5	6,5	17,8	490	10,4
73	9	70,5	6,5	13,4	370	5,9
64	8	61,5	5,5	10,0	270	3,9
Труби III класу (три смуги)						
170	11	163,0	6,0	34,3	944	41,0
147	9	141,0	5,0	25,5	700	26,1
	11	141,0	6,0	29,1	800	29,7
	13	141,0	8,0	36,5	1004	35,6
	15	141,0	9,0	39,5	1090	38,4
	17	141,0	10,0	42,3	1160	40,8
129	9	123,0	5,0	22,1	610	19,6
	11	123,0	6,0	25,1	690	22,1
114	10	108,0	5,0	19,0	521	15,0
108	10	104,0	5,0	17,8	489	13,2
103	9	97,0	4,5	14,3	400	10,5
93	9	87,0	4,5	12,7	350	8,3
73	9	68,0	4,5	10,0	260	4,7
64	8	60,0	4,5	8,5	230	3,4

Примітка. Розрахунок допустимих навантажень та моментів для труб I класу було проведено за номінальною товщиною стінки, для труб II і III класів — за середньою мінімальною товщиною стінки.

Попередження аварій під час кріплення свердловин пов'язане із виконанням вимог чинних інструкцій, нормативних документів і технологічних регламентів проведення цієї операції.

Особливу увагу слід звернути на виконання нижченаведених вимог, недотримання яких призводить до аварій, ускладнень, а також неякісного розмежування продуктивних горизонтів.

Підготовку стовбура свердловини до спуску колони, спуск колони і цементування треба проводити за індивідуальним планом.

До початку робіт із підготовки свердловини до спуску обсадної колони слід перевірити стан фундаментів, основ вишки та іншого обладнання, а також агрегатів бурової установки. За потреби проводять ремонт і заміну несправного інструменту та обладнання.

Бурові насоси, нагнітальні лінії із запірною арматурою і система очищення бурового розчину мають забезпечувати його безперебійну подачу і очищення на різних режимах промивання свердловини. Приймальні чани треба очистити від шламу і бруду.

На одному з превенторів слід замінити плашки під відповідний діаметр обсадних труб. Як додатковий засіб для герметизації гирла на буровій треба мати бурильну трубу під відповідний діаметр плашок превентора, яка має бути з'єднаною з кульовим зворотним клапаном і перехідником для з'єднання з обсадною колоною.

Також треба перевірити справність і точність показань індикатора ваги, моментомірів та інших КВП, а за потреби їх слід замінити.

Підготовлені і перевірені калібрами і шаблонами (табл. 8.81), а також гідравлічним випробуванням на герметичність, виміряні на трубних базах обсадні труби на буровій піддають зовнішньому огляду, повторному шаблонуванню, перевірці їх відповідності сертифікату і заводському маркуванню, після чого їх вкладають у порядку черговості спуску в свердловину на містки.

Таблиця 8.81

Розміри шаблонів

Діаметр обсадних труб, мм	Довжина шаблону, мм	Зовнішній діаметр шаблону, мм
114—219	150	d^{-3}
245—340	300	d^{-4}
407—508	300	d^{-5}

Примітка. d — номінальний внутрішній діаметр труби, мм.

Доставлені на бурову обсадні труби мають відповідати розрахунку на міцність і мати заводський сертифікат, а також заводське маркування, які підтверджують їх відповідність вимогам чинних стандартів.

Перевірку, опресування, збирання і компонування технологічної оснастки обсадної колони треба здійснювати відповідно до вимог чинних інструкцій з експлуатації, а також паспортних характеристик і планів робіт на кріплення свердловин.

У процесі спуску бурильної колони при останньому рейсі долота проводять контрольний замір її довжини. Результати контрольного заміру треба записати в буровому журналі і добовому рапорті бурового майстра.

До початку підготовки стовбура до спуску обсадної колони слід виконати комплекс заключних геофізичних досліджень, за результатами яких треба відкоректувати глибину установки обсадної колони, інтервали звужень стовбура, об'єм свердловини, інтервали і місця установки елементів технологічної оснастки.

Стовбур свердловини пророблюють в інтервалах звужень і калібрують на глибину спуску обсадної колони компоновками інструменту, які забезпечують прохідність обсадної колони.

Після калібрування стовбура свердловини промивають до повного очищення від шламу і досягнення стабільності технологічних параметрів бурового розчину. Інтенсивність промивання визначається технологічними регламентами на виконання операцій відповідно до

чинних нормативних документів. При цьому для запобігання прихвату обсадної колони від перепаду тиску в період технологічно потрібних зупинок густина бурового розчину має забезпечувати мінімально допустиму репресію на стінки свердловини.

Обсадну колону опускають під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника (УБР, ВБР, експедиції). Відступ від плану опускання обсадної колони чи виконання робіт, не передбачених планом, не допускається без узгодження з особами, які його затвердили. Обсадні колони треба спускати за допомогою клинових захоплювачів (спайдерів) або клинів для обсадних труб, що дає змогу докріплювати різьбові з'єднання у процесі спуску.

Для забезпечення герметичності різьбових з'єднань обсадних колон застосовують такі спеціальні мастила: Р-2МВП (ТУ 38-101-332—73) для свердловин із температурою до 100 °С, Р-402 (ТУ 38-10-1708—78) для свердловин із температурою до 200 °С, УС-1 (ТУ 38-101-440—74), стрічки ФУМ (ТУ 6-05-1388—70).

Для забезпечення якісного кріплення свердловин і розмежування горизонтів у компоновку колон, що опускаються, в обов'язковому порядку включають технологічне оснащення (башмак з прямою пробкою, зворотний клапан типу ЦКОД або тарілчастий клапан, стоп-кільце, центратори, скребачки, турбулізатори, заклонні пакери та інші пристрої).

Кількість і глибину встановлення згаданих пристроїв визначають для кожної свердловини окремо технологічною службою бурової організації і зазначають у плані робіт на кріплення свердловини.

Труби згвинчують коловим ключем, різьбові з'єднання закріплюють машинними ключами. У табл. 2.209—2.211 (див. розділ 2.7.7, том 1) наведено рекомендації щодо вибору моментів згвинчування обсадних труб різних сортamentів. Крутний момент згвинчування контролюють моментоміром із реєструвальним приладом.

У разі використання зворотних клапанів, які не забезпечують самозаповнення обсадної колони рідиною, потрібно регулярно доливати буровий розчин через визначену кількість опущених труб, яку встановлюють розрахунковим шляхом і зазначають у плані робіт на кріплення свердловини.

У процесі спуску колони треба безперервно стежити за характером витіснення бурового розчину із свердловини. Якщо виникає поглинання і рівень рідини у затрубному просторі знижується, слід безперервно заповнювати його буровим розчином.

Для запобігання прихвату обсадної колони в процесі заповнення її рідиною у разі відновлення циркуляції і під час проміжних промивань колону треба тримати підвішеною і періодично її розходжувати.

Для запобігання зім'яттю обсадних труб, гідророзриву порід і поглинанню промивальної рідини швидкість спуску колони у свердловину має бути рівномірною. Швидкість спуску визначають розрахунковим шляхом, розрахунок додають до плану робіт для кріплення свердловини.

Верхні кінці потайних і нижніх секцій колон слід розташовувати над зонами ускладнень та інтервалами зарізки інших стовбурів у стійких породах, які не мають каверн і жолобних виробок.

Бурильні труби, які використовують для кріплення, треба:
перевірити на міцність розрахунковим шляхом відповідно до існуючої методики;
опресувати на 1,5-кратний тиск від максимально очікуваного під час кріплення свердловини, який не перевищує допустимий для певного типорозміру труб;
прошаблонувати за мінімальним внутрішнім діаметром і перевірити труби візуально.

Під час спуску замкові з'єднання докріплюють машинними ключами.

Хвостовики і секції обсадних колон слід підвішувати у стовбурі свердловини і цементувати у цьому стані, щоб уникнути згину. Розвантаження секцій колони і хвостовика на вибій або на раніше опущену частину обсадної колони забороняється до закінчення терміну ОЗЦ.

Спуск хвостовиків і секцій обсадних колон, як правило, треба здійснювати на роз'єднувачах, які забезпечують обертання верхньої частини бурильного інструменту, для запобігання прихвату його у відкритому стовбурі свердловини.

Швидкість опускання потайних нижніх секцій колон на бурильних трубах має не перевищувати розрахункову швидкість спуску обсадних труб, а заповнення їх буровим розчином слід проводити в терміни, вказані в плані робіт для кріплення свердловини.

Рецептуру тампонажних розчинів для конкретних свердловин підбирають у виробничих лабораторіях бурових підприємств, а для особливо складних умов цементування — у лабораторіях науково-дослідних інститутів за 5 діб до початку цементування. При цьому в обов'язковому порядку особливу увагу звертають на сумісність тампонажного розчину з буферною рідиною і буровим розчином.

Час початку тужавлення тампонажного розчину має в 1,5—2 рази перевищувати час, потрібний для цементування.

Для забезпечення найповнішого заміщення бурового розчину в затрубному просторі цементним розчином густина останнього має перевищувати густину бурового розчину не менш ніж на 200 кг/м^3 .

Тампонажні матеріали, потрібну техніку та обладнання слід доставляти на бурову з таким розрахунком, щоб цементування свердловини можна було проводити одразу ж після допуску колони, промивання і приведення параметрів бурового розчину у свердловині у відповідність ГТН і плану робіт для кріплення. Час, потрібний для промивання свердловини, в кожному конкретному випадку визначає відповідальний керівник робіт по спуску колони, але має бути не менше одного циклу. Контроль і керування процесом цементування обсадних колон здійснюють за допомогою станції контролю цементування (СКЦ).

Паралельно з роботою СКЦ у процесі цементування потрібно:

безперервно заміряти густину тампонажного розчину під час його приготування і нагнітання за допомогою ареометра і відбирати проби з усіх резервуарів, а також з осереднювального резервуара і блок-маніфольда, щоб виключити відхилення густини від заданого значення більш ніж на $+80 \text{ кг/м}^3$ для чистих портландцементів і на $+50 \text{ кг/м}^3$ для обважнених і полегшених сумішей;

контролювати тиск нагнітання рідин в обсадну колону на манометрах ЦА і блок-маніфольді;

підраховувати об'єм запомпованої у свердловину протискувальної рідини у тарувальних резервуарах ЦА;

візуально контролювати характер циркуляції і коректувати режим роботи агрегатів у випадку виникнення поглинання у свердловині.

Швидкість висхідного потоку цементного розчину у затрубному просторі має бути не нижчою від швидкості піднімання бурового розчину під час промивання свердловини перед цементуванням. Нагнітання і протискування тампонажного розчину мають бути безперервними. Для відвернення різкого підвищення тиску «стоп» останні 2% об'єму протискувальної рідини слід нагнітати двома агрегатами на першій швидкості. Тиск «стоп» має не перевищувати фактичний тиск наприкінці цементування на 3 МПа і бути вищим за допустимий внутрішній тиск для обсадної колони.

Визначати об'єм протискувальної рідини треба з урахуванням її стиснення.

Коефіцієнт стиснення визначають автоматичним пристроєм АКГ або приладом ВГ конструкції «УкрНДІгазу».

Після закінчення цементування потайних і нижніх секцій обсадних колон, які перекривають продуктивні горизонти, треба проводити безперервне промивання свердловини з потрібним протитиском протягом часу ОЗЦ. Транспортні перехідники піднімають із свердловини тільки за відсутності ознак нафтогазоводопроявів.

Після цементування обсадних колон, верхніх секцій або верхніх ступенів колон можна герметизувати гирло свердловини і створювати надлишковий тиск у затрубному просторі на

час ОЗЦ. Надлишковий тиск визначає розрахунковим шляхом технологічна служба бурової організації і зазначає у плані робіт для кріплення.

Після закінчення ОЗЦ колону закріплюють у розтягнутому стані. Величину натягу визначають розрахунком. Розвантаження незацементованої частини колони до підвищування її на колонній головці забороняється.

Після ОЗЦ і обладнання гирла свердловини обсадну колону випробовують на герметичність відповідно до чинних інструкцій з випробування свердловин на герметичність.

Розбурювання цементних стаканів і елементів технологічної оснастки в колоні без встановленого ПВО і за невідповідності параметрів бурового розчину ГТН забороняється.

Монтувати ПВО можна через 12 год після цементування свердловини. Цементні стакани, цементні пробки, підпірні кільця, зворотні клапани і башмаки обсадних колон треба розбурювати спеціальними долотами фрезерного типу або шарошковими долотами.

Попередження аварій з вибійними двигунами. Ефективне використання турбобурів визначається поєднанням їх розмірів з розмірами доліт (табл. 8.82). Зменшення діаметра турбобура значно знижує енергетичні параметри його характеристики і веде до швидкого розвитку втомлюваності металу.

Таблиця 8.82

Рациональні поєднання розмірів гідравлічних вибійних двигунів і доліт

Номинальний діаметр долота, мм		Діаметр гідравлічних вибійних двигунів, мм			Номинальний діаметр долота, мм		Діаметр гідравлічних вибійних двигунів, мм		
шарошкового	алмазного	турбінних		гвинтових	шарошкового	алмазного	турбінних		гвинтових
		Т, ТС, ТСШ	А, АШ, АГТ, АГТШ				Т, ТС, ТСШ	А, АШ, АГТ, АГТШ	
76,0	—	—	—	54	212,7	211,1	195,0	195	195
93,0	91,4	—	—	85	215,9	214,3	195,0	195	195
98,4	—	—	—	85	222,3	220,7	195,0	195	195
108,0	106,4	—	—	85	228,6	227,0	195,0	195	195
120,6	119,0	104,5	—	85	244,5	242,1	195,0	195	195
132,0	130,4	104,5	—	85	250,8	248,4	195,0	195	195
139,7	138,1	127,0	—	85	269,9	267,5	240,0	240	240
142,9	141,3	127,0	—	127	295,3	292,9	240,0	240	240
146,0	144,4	127,0	—	127	311,1	308,7	240,0	240	240
149,2	147,6	127,0	—	127	320,0	317,6	265,0	240	—
151,0	140,4	127,0	—	127	349,2	346,8	315,0	240	—
158,7	157,1	127,0	—	127	374,6	—	315,0	240	—
165,1	163,5	127,0	—	127	381,0	—	315,0	240	—
171,4	169,8	127,0	—	127	393,7	391,3	315,0	240	—
187,3	185,7	164,0	164	172	444,5	—	315,0	240	—
190,5	188,9	164,0	164	172	469,9	—	315,0	240	—
196,9	195,3	172,0	164	172	490,0	—	315,0	240	—
200,0	198,4	172,0	164	172	508,0	—	315,0	240	—

Для запобігання пошкодженню турбобури і електробури транспортують з опорою не менше ніж на трьох точках, рівновіддалених один від одного, при накручених запобіжних ковпаках. Навантаження і розвантаження двигунів має бути механізованим, здійснюватися без ударів об тверді предмети. Транспортувати турбобури волоком і скидати їх під час розвантаження неприпустимо.

Турбобури і електробури відправляють на бурову з паспортами та інструкцією з експлуатації після регулювання і закріплення всіх різьбових з'єднань.

Для контролю за станом кріплення різьбових з'єднань турбобура на буровій на них наносять мітки. Стан турбобура після кожного рейсу долота контролюють і записують у буровий журнал.

Випробування турбобура на гирлі і буріння свердловини здійснюють тільки з установкою під ведучою трубою фільтра завдовжки 1,5—2 м, діаметром отворів 5—6 мм. Забороняється встановлювати фільтр у ведучій трубі. Час роботи фільтра в одній трубі має не перевищувати 24 год. Внутрішню поверхню труб у зоні установки фільтра перевіряють візуально 1 раз на місяць.

Під час роботи турбобура над гирлом має не бути шумів, його корпус не повинен нагріватися.

Вал турбобура на гирлі розходжують тільки обертанням ротора вліво, щоб запобігти відкручуванню півмуфт між валами секцій.

Кріплять різьбові з'єднання турбобурів ключами в комплексі з моментомірами для підтримки потрібних натягів. Рекомендується витримувати момент закріплення системи роторів і системи статорів відповідно до даних табл. 8.83, а моменти закріплення конічних різьбових з'єднань турбобурів — до даних табл. 8.84.

Таблиця 8.83

Моменти закріплення систем роторів і статорів турбобурів

Закріплювальна система	Діаметр турбобура, мм	Момент закріплення, кН·м
Ротори (закріплення роторної гайки в турбобурах типів Т12М, ТС5, ЗТС5, ЗТСШ, А; закріплення півмуфти в турбобурах типів АШ)	240	8—9
	195	5—6
	172	4,5—5,0
	164	4
Статори (закріплення з'єднувального перехідника або ніпеля в турбобурах усіх типів)	240	17—19
	195	9,5—11,0
	172	8—9
	164	9—10

Таблиця 8.84

Моменти закріплення різьбових з'єднань турбобурів

З'єднання	Різьба	Момент закріплення різьбового з'єднання, кН·м
Зовнішній діаметр 240 мм		
Перехідник корпусу, з'єднувальний перехідник, ніпель із корпусом	РКТ 218	33—35
Перехідник корпусу із з'єднувальним перехідником	РКТ 208	32—34
Півмуфта нижня з валом турбінної секції	МК 98	14—16
Півмуфта шпинделя з валом шпиндельної секції	МК 116	11—12
Півмуфта верхня з валом турбінної секції	МК 110	13—15
	МК 116	11—12
Перехідник вала з валом турбінної або шпиндельної секції	3—147	26—30

З'єднання	Різьба	Момент закріплення різьбового з'єднання, кН·м
Зовнішній діаметр 195 мм		
Перехідник корпусу, з'єднувальний перехідник, ніпель із корпусом	РКТ 177	25—27
Перехідник корпусу із з'єднувальним перехідником	З—171	28—32
Півмуфта нижня з валом турбінної секції	МК 80	10—12
Півмуфта шпинделя з валом шпindel'ної секції	МК 90 МК 105	12—14
Півмуфта верхня з валом турбінної секції	МК 94	13—15
Перехідник вала з валом турбінної або шпindel'ної секції	З—121	14—16
Зовнішній діаметр 172 мм		
Перехідник корпусу, з'єднувальний перехідник, ніпель із корпусом	МК 156	17—19
Перехідник корпусу із з'єднувальним перехідником	З—147	26—30
Півмуфта нижня з валом турбінної секції	МК 80	10—12
Півмуфта шпинделя з валом шпindel'ної секції	МК 90	12—14
Півмуфта верхня з валом турбінної секції	МК 84	11—13

У насосів на електроприводі треба перевіряти комплектність і збирання клапанної приставки з перепускним клапаном.

Слід перевіряти величину зносу корпусу вибійного двигуна по зовнішньому діаметру мінусовою скобою. Величина зносу корпусу вибійного двигуна за зовнішнім діаметром допускається не більше 1 мм у будь-якому перерізі.

Перед спуском у свердловину у турбобура треба перевірити:

легкість і плавність запуску;

величину осьового люфта — забороняється спуск турбобура, який має осьовий люфт понад 4 мм для безшпindel'них турбобурів, 5 мм — для шпindel'них і 6 мм — для високомоментних турбобурів;

герметичність різьбових з'єднань за найбільшої витрати рідини;

плавність зупинки турбобура після відключення насоса;

витікання бурового розчину через ніпель турбобура;

щільність торців у різьбових з'єднаннях ніпеля, перехідника з корпусом, а також у з'єднаннях секцій і шпинделя;

стан приєднувальної різьби під долото.

При відновленні або припиненні циркуляції бурового розчину бурильну колону треба припідняти над вибоєм на 10—15 м.

Буріння турбобуром треба починати за невеликого навантаження на долото, потім плавним збільшенням навантаження досягнути максимальної швидкості проходки. У разі зупинки турбобура внаслідок його перевантаження бурильну колону треба припідняти, а потім поступово довести до вибою.

Під час розходжування турбобура у свердловині не можна допускати удару його об вибій. Якщо ж турбобур не заводиться на вибої, розходжування його має не перевищувати 30 хв. Після кожного рейсу долота треба заміряти і записувати у буровий журнал осьовий люфт турбобура і натягування його ніпеля. Через 150 год роботи турбобури відправляють у майстерні, де проводять дефектоскопію валів і корпусів на довжину не менше 1 м від

торця. Забороняється спуск у свердловину турбобура, який має негерметичне з'єднання, биття вала, характеризується сповільненим запуском і різкою зупинкою.

Попередження аварій з долотами — зводиться до виконання основних вимог їх раціональної експлуатації (див. розділи 4.5.1, 4.5.3 і 4.5.4, том 2).

Перед початком буріння під відповідну обсадну колону на бурову завозять набір різних типів *шарошкових доліт*, оглянутих і обміряних на базі, з паспортами і зведеною відомістю про них.

Забороняється транспортування і збереження доліт навалом, а також їх скидання на металеві предмети.

Перед приєднанням долота до бурильної колони бурильник зобов'язаний перевірити: відповідність типу і розміру долота породам, що розбурюються (за ГТН); чистоту різьби, а у гідромоніторних доліт — наявність насадок, надійність їх кріплення й ущільнення;

відсутність зовнішніх дефектів і чистоту промивних каналів.

При цьому:

у зварних швах на поверхні різьби має не бути одиничних поверхневих пор глибиною понад 0,3 мм або шлакових включень діаметром понад 1 мм більше трьох на довжину кожного шва, а також оглядових тріщин на зварному шві;

приєднувальна різьба має бути гладкою, без вибоїн, викришених витків, задирок та інших дефектів, які порушують її неперервність і міцність;

поверхні підпорних уступів різьбових з'єднань мають бути гладкими, без задирок, вибоїн та інших дефектів, які порушують щільність з'єднань (у шарошкових долотах, крім доліт конструкції ГНУ і ГАУ, шарошки мають вільно і плавно обертатися).

Діаметр долота вимірюють кільцем-шаблоном заввишки 20 мм, який має такі розміри:

діаметр долота D , мм	46—76	93—349,2	374,6—444,5	469,9—508;
внутрішній діаметр шаблона, мм	$D^{+0,6}$	$D^{+0,8}$	$D^{+1,6}$	$D^{+2,6}$

Після перевірки долота потрібно:

ретельно очистити різьбу і змастити її мастилом марки Р-113 або графітовим; перевірити і записати повністю в буровий журнал клеймо (маркування) долота; перевірити стан різьби перехідника, до якого приєднується долото.

Долото слід кріпити за допомогою спеціального пристосування (дошки), яке утримує його за корпус. Кріплення проводять тільки машинними ключами без ривків і ударів. За наявності зазору між торцями долота і перехідника долото або перехідник треба замінити. Долото кріплять з моментом затяжки відповідно до вимог табл. 2.205, 2.208, (розділ 2.7.7, том 1).

Під час опускання долота у свердловину треба уникати ударів, які можуть призвести до утворення тріщин у зварних швах і поломки долота. Спуск долота при вході в потайну колону, а також у місцях переходів діаметра, різкої зміни азимута і кривизни, у місцях звужень слід проводити на зниженій швидкості.

Стовбур свердловини треба проробити:

в інтервалах затяжок і посадок бурильної колони;

в інтервалах буріння попереднім долотом, але не менше ніж на довжину ведучої труби.

Проробляти стовбур свердловини треба при плавній подачі бурильної колони з швидкістю не більше 2 м/хв та навантаженням на долото 20—30 кН і менше.

Після допуску долота до вибою треба провести обкатку його опори. Приробку проводять за навантаження 20—30 кН протягом 15—30 хв при роторному низькообертовому бурінні вибійними двигунами і протягом 3—5 хв при високообертовому турбінному бурінні.

Для буріння долотами з герметизованою опорою конструкції ГНУ і ГАУ приробку долота на вибої слід проводити за навантаження 60—80 кН.

Після обкатки долота навантаження треба поступово підвищувати до потрібного згідно з РТК або ГТН.

Головна ознака заклинювання опор шарошок у процесі роторного буріння — підвищення обертового моменту на роторі, а ознака зношування його озброєння — зниження механічної швидкості буріння.

Бурильник зобов'язаний припинити роботу і почати піднімання долота:

при бурінні лопатевим і всіма видами доліт різального або стираючого типу у разі поступового зниження механічної швидкості буріння порівняно з початковою в 2—2,5 рази за постійних параметрів режиму буріння (навантаження на долото, частота обертання долота, витрата промивальної рідини, тиск у маніфольді);

при бурінні шарошковими долотами у разі різкого підвищення обертового моменту на роторі, зафіксованого моментоміром або амперметром електропривода лебідки, чи (за відсутності приладів контролю обертового моменту на роторі) по закінченні часу механічного буріння долотом, яке передбачене РТК і даними попереднього рейсу буріння.

Під час контролю стану долота за допомогою моментоміра або амперметра бурильник зобов'язаний:

визначити крутний момент під час холостого обертання бурильної колони — стрілка манометра або амперметра має плавно коливатися в обидві сторони біля визначеного положення, відхиляючись від умовного нуля. Для цього перед проробкою привибійної зони треба відновити циркуляцію, включити ротор і протягом 2—3 хв обертати колону без навантаження на долото (для одержання чіткого запису);

визначити на початку обертання обертовий момент на роторі для буріння з осьовим навантаженням, передбаченим РТК — за нормальних умов стрілка манометра має зупинитися у визначеному положенні і коливатися вгору і вниз від нього на 2—3 поділки шкали;

контролювати показання манометра в процесі всього рейсу долота;

з появою ознак, характерних для заклинювання опор шарошок (стрілка манометра починає ритмічно коливатися на 20—30 і більше поділок шкали), визначати протягом 5 хв частоту коливань стрілки, щоб переконатися у заклинюванні долота;

за частоти коливань 16—20 за 1 хв припинити подачу бурильної колони і продовжити буріння до вибору повної її ваги на гаку та визначити характер зміни амплітуди коливань стрілки манометра: при заклинених шарошках амплітуда коливань стрілки має плавно зменшуватися, а після зняття навантаження — зупинитися на поділці шкали, як під час холостого обертання перед початком буріння.

При роторному способі треба припинити буріння і підняти долото, якщо під час виконання вищевикладених вимог було одержано сигнал про заклинювання опори. У разі виникнення сумнівів про заклинювання опор дозволяється продовжити буріння до одержання нового сигналу про заклинювання.

При турбінному бурінні в твердих і міцних породах момент піднімання долота треба визначати за зменшенням механічної швидкості проходки на долото з урахуванням часу піднімання долота, який встановлює технологічна служба підприємства за даними відробки доліт у конкретному районі.

Вибій свердловини потрібно очищати від металу за допомогою металоуловлювачів, які встановлюють над долотом в середніх і твердих породах через кожні 10—15 спуско-піднімань.

За підходом долота до башмака кондуктора або до башмака проміжної колони швидкість піднімання бурильної колони треба зменшити, щоб запобігти удару долота і поломки лап.

Для попередження відкручування долота у свердловинах із зонами звуження стовбура, які мають до того ж кривизну, потрібно знижувати швидкість спуску колони, щоб запобігти виникненню реактивного обертання вала турбобура або електробура вліво.

Долото з конфігурацією, відмінною від конфігурації попередніх доліт, треба опускати обережно. Інтервали роботи попереднього долота в твердих і середніх породах слід проробляти. Особливо небезпечно опускати без проробки чотиришарошкове долото в інтервалі роботи попереднього тришарошкового долота, а також опускати пікоподібне долото після роботи тришарошковим долотом.

Для попередження заклинювання долота у привибійній частині свердловини попереднє відроблене долото оглядають, вимірюють його діаметр і за ступенем його зношення визначають умови роботи долота, яке опускають у привибійну зону. Якщо діаметр піднятого долота зменшився, то це означає, що в опорах є люфти і периферійні зуби долота зношені, тобто свердловина звужена біля вибою.

Буріння у твердих і міцних породах, а також в абразивних породах середньої твердості треба проводити з калібраторами, які встановлюють над долотом.

Попередження аварій з алмазними долотами пов'язане передусім із дотриманням вимог інструкцій з їх експлуатації (див. розділи 4.5.3 і 4.5.4, том 2). При цьому особливу увагу треба звернути на проведення робіт, недотримання яких спричинює аварії.

Наземне бурове обладнання, бурильну колону та інструмент потрібно підготувати для тривалої і безаварійної роботи; слід провести ревізію бурового обладнання та забезпечити його запасними частинами.

Бурову треба оснастити:

ключами АКБ-3М;

клинами, вмонтованими в ротор;

регулятором подачі долота;

бурильною колоною, яка допускає роботу за тиску до 20 МПа;

турбобурами з робочим ресурсом до 300 год при перепаді тиску 6 МПа;

пристроєм для попередження попадання сторонніх предметів у свердловину.

Стовбур і вибій свердловини мають бути підготовлені належним чином, тобто вибій має бути очищеним від металу, а в стовбурі усунені зони звужень.

КНБК має забезпечувати:

передачу навантаження на долото частиною ваги ОБТ;

виключення зон завихрення бурового розчину;

створення циліндричного стовбура свердловини шляхом установавлення над долотом калібратора або ексцентричного перехідника;

оперативну ліквідацію можливого заклинювання бурильної колони встановленням яса або безпечного перехідника.

Опускати алмазні долота треба повільно, особливо в зонах звужень, обвалів, у місцях можливих затягувань і посадок, у зоні каверн під час підходу до потайної і обсадної колон, а також у привибійній зоні.

Спуск останніх 10—15 м бурильної колони до вибою треба проводити з обертанням долота і циркуляцією бурового розчину.

У разі експлуатації алмазних доліт забороняється:

опускати алмазні долота у непідготовлену свердловину;

обертати бурильну колону з алмазним долотом в обсадній колоні;

проробляти алмазними долотами стовбур свердловини в інтервалах, складених міцними і абразивними породами;

починати буріння без належного очищення вибою від металу;

бурити без калібраторів, установавлених над долотом, у твердих абразивних породах.

Для **попередження попадання у свердловину сторонніх предметів** потрібно:

застосовувати справний спуско-піднімальний інструмент (елеватори, машинні ключі, трубні клини тощо);

стежити, щоб щелепи ключа АКБ-3М мали справні штопорні пристрої;

шплінтувати щелепи машинних ключів;

підтримувати центрування ротора щодо гирла свердловини і штопорити вкладиші ротора;

скріпляти болтами роторні затискувачі ведучої труби.

Окрім зазначеного, на бурових підприємствах України на гирлі встановлюють пристрій для попередження попадання сторонніх предметів у свердловину і обтирання труб від бурового розчину під час їх піднімання (рис. 8.108, 8.109).

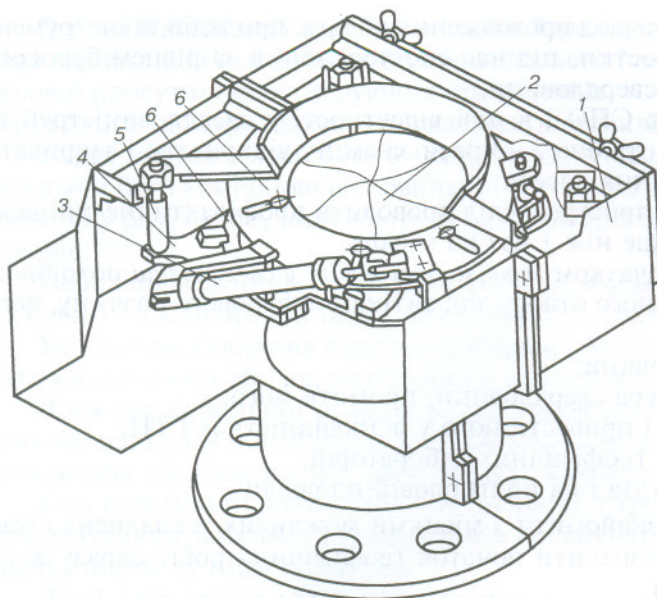


Рис. 8.108. Схема пристрою для попередження попадання сторонніх предметів у свердловину:

- 1 — корпус; 2 — еластичні пелюстки;
3 — пневмоциліндр;
4 — рама; 5 — стрижень;
6 — напрямні кільця

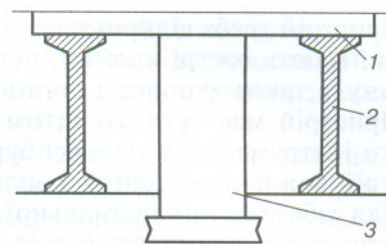


Рис. 8.109. Монтажна схема пристрою для попередження попадання сторонніх предметів у свердловину:

- 1 — ротор; 2 — підроторні балки;
3 — пневматичний клиновий захоплювач;
4 — корпус; 5 — касета пристрою; 6 — зливний патрубок; 7 — превентор; 8 — жолоб

Пристрій складається з корпусу, напрямних кілець, сегментних еластичних пелюстків, пневмоциліндра, рами, стрижнів.

Корпус являє собою частину жолоба з напрямним отвором для витікання бурового розчину.

Напрямні кільця із закріпленими всередині них сегментоподібними еластичними пелюстками і прикріпленим до них пневмоциліндром розташовані на рамі.

Чотирикутна рама має центральний круглий отвір, через який проходять труби, і на кутах — отвори для закріплення в них стрижнів. Поверхня рами являє собою невелику і рівну горизонтальну площадку.

Напрямні кільця та еластичні пелюстки складають касету, яка утворює єдину збірку з пневмоциліндром і фіксується від пересування на рамі. Остання підвішується у верхній частині корпусу так, щоб між дном корпусу і рамою утворився великий отвір, по якому із свердловини в жолоб надходить основна частина бурового розчину. Частина, яка залишилася, проходить через кути пристрою, ніде не затримуючись.

Стрижні служать для підвішування рами до корпусу. Місця кріплення стрижнів до рами і корпусу є шарнірними, що дає змогу рамі здійснювати горизонтальні пересування. Повітря до пневмоциліндра подається через чотириклапанний кран, який розташовано на пульті бурильника. Пристрій працює таким чином. Ручку крана керування пневмоциліндром переводять, наприклад, у положення «відкрито». Пневмоциліндр пересуває верхнє напрямне кільце відносно нижнього, і еластичні пелюстки розходяться.

З переведенням ручки крана керування у положення «закрито» відбувається зворотний процес і пелюстки перекривають свердловину або обхоплюють труби, які в ній знаходяться. У разі ексцентричного стану труб щодо свердловини, завдяки стрижням, шарнірно прикріпленим до корпусу і рами, остання разом з еластичними пелюстками, напрямними кільцями і пневмоциліндром пересувається у бік зміщення труб. Касета рівномірно обхоплює труби, а, отже, виключає падіння предметів у свердловину і добре обтирає труби під час піднімання.

Пристрій треба відкривати тільки на період проходження долота, приладів та інструментів, які мають гострі кромки, через пелюстки, під час спостереження за рівнем бурового розчину, а також у процесі поглиблення свердловини.

Пристрій має бути закритим під час СПО і в разі відсутності у свердловині труб та іншого інструменту. У процесі буріння потрібно 2—3 рази за зміну відкривати і закривати пристрій для попередження зашламовування касети.

Для забезпечення нормальної роботи пристрою слід проводити профілактичне очищення корпусу від шламу, який осів, не менше ніж 1 раз на місяць.

Попередження інших аварій. Перед початком *геофізичних робіт у свердловині* потрібно: перевірити стан обладнання і напрямного отвору для витікання бурового розчину, його положення;

відцентрувати ротор на гирлі свердловини;

проробити ускладнені ділянки стовбура свердловини, промити його;

очистити від шламу буровий розчин і привести його у відповідність із ГТН;

підготувати площадку для установки геофізичних лабораторій;

прибрати труби та інструменти з містків і на пригирловій площадці.

Персонал геофізичної партії треба ознайомити з місцями можливих ускладнень стовбура свердловини і з її станом. Слід забезпечити початок геофізичних робіт одразу ж по закінченні піднімання бурильної колони.

Потрібно безперервно стежити за рівнем бурового розчину у свердловині, не допускати граничних натягувань кабелю під час СПО.

У разі прихвату приладів розходжування треба здійснювати з натягуванням, яке не перебільшує допустимі навантаження для відповідного кабелю. Під час ліквідації прихватів каротажних приладів або кабелю головним має бути метод спуску бурильних труб із пропуском кабелю всередину останніх. Забороняється спуско-піднімання каротажних приладів без справних датчиків натягування кабелю, показання яких треба контролювати або на пульті керування машиніста-лебідника, або в геофізичній лабораторії.

Буровий майстер має засвідчити показання лічильника і компоновку приладів, які опускають у свердловину, і переконатися у відповідності і наявності їх по закінченні піднімання.

Попередження аварій під час випробування свердловин випробувачами пластів. Роботи, пов'язані з викликом припливу флюїду, потрібно проводити тільки під керівництвом відповідальної особи з числа ІТП згідно із затвердженим планом і в присутності представника воєнізованої частини.

До початку випробування гирло свердловини має бути обладнане за відповідною схемою.

Насосно-компресорні труби із висадженими назовні кінцями мають бути опресовані і перевірені дефектоскопією.

Для установки цементних мостів при розкритому пласті превентор треба обладнати плашками під труби, які застосовуються, а також двома викидами, один із яких має бути з'єднаний з жолобом. Проведення робіт у свердловині без цього категорично забороняється.

Інтервал стовбура свердловини, в якому в процесі буріння випробували горизонти, треба проробити перед спуском долота на вибій. Перше долото після випробування слід опускати у відкритий стовбур на зниженій швидкості і з можливими пересторогами, не допускаючи розвантажень понад 50 кН.

8.6.3. МЕТОДИ ЛІКВІДАЦІЇ АВАРІЙ

Перш ніж розпочати ліквідацію аварії слід детально проаналізувати її на основі сучасного стану технології ловильних робіт і досвіду ліквідації аварій. При цьому треба мати на увазі, що застосування невідповідного ловильного інструменту призводить до ускладнення аварії, а деколи і до ліквідації свердловини.

При підозрі на поломку інструменту у свердловині бурильник зобов'язаний негайно почати піднімання колони труб. Одночасно, не припиняючи основних робіт і не залишаючи свого поста, бурильник має повідомити про аварію бурового майстра, а в разі його відсутності — керівництво підприємства.

Роботи з ліквідації аварії проводить буровий майстер під керівництвом старшого інженера (майстра) із складних робіт або головного (старшого) інженера підприємства. Якщо на буровій присутні кілька керуючих працівників, то відповідальним стає старший за посадою, через якого майстру передають вказівки для ліквідації аварії.

Перед спуском ловильного інструменту у свердловину буровий майстер складає ескіз загальної його компоновки і ловильної частини з позначенням усіх основних розмірів. З колони, яку опускають, вилучають перехідники із зменшеними площами перерізу прохідних отворів.

Перед проведенням ловильних робіт перевіряють стан талевого каната і спуско-піднімального обладнання, а також кріплення стропа вертлюга в гаку.

Усі замкові з'єднання бурильної колони і з'єднання частин ловильного інструменту кріплять машинними або автоматичними ключами.

Довжину бурильної колони з ловильним інструментом слід підбирати з таким розрахунком, щоб ловильний інструмент можна було закріплювати ротором, причому в плашках превентора обов'язково має знаходитися бурильна труба, а в роторі — ведуча.

При підніманні ловильного інструменту з трубами або з предметом, який виймається, розкручування замкових з'єднань треба виконувати машинними ключами з подальшим розкручуванням ручним способом.

Ліквідація аварій з бурильною колоною.

Ознаки аварії з бурильною колоною:

зміни показань індикатора ваги — у разі поломки бурильної колони в розтягнутій частині вони зменшуються, а в разі поломки у стиснутій частині, навпаки, збільшуються. Для порівняння ваги бурильної колони при зміні показань індикатора ваги треба припідняти бурильну колону. При роторному бурінні із застосуванням електроенергії у разі поломки колони знижується сила струму на електродвигуні;

падіння тиску промивальної рідини в нагнітальній лінії;

падіння механічної швидкості проходки;

провали бурильної колони.

Витягування неприхваченої частини бурильної колони. Вибір того чи іншого ловильного інструменту залежить від характеру злому колони і стану свердловини.

Для піднімання неприхвачених бурильних труб застосовують ловильні інструменти, що можуть вивільнюватися, і ті, які не вивільнюються в процесі роботи.

Уловлювачі є найпоширенішими ловильними інструментами. Їх не застосовують, якщо вага залишених у свердловині труб перевищує допустиме навантаження на уловлювач або якщо аварійна труба має розірваний кінець із складною конфігурацією злому.

У першу чергу рекомендується застосовувати зовнішні ловильні інструменти (уловлювачі, зовнішні труболовники, дзвони різьбові і дзвони гладкі), причому бажано з центрувальними пристосуваннями.

Перевага надається ловильним звільнювальним інструментам. Мітчики потрібно застосовувати з центрувальними пристосуваннями, за винятком випадків прихвату труб діаметром 73, 89 і 114 мм в обсаджених колонах відповідно діаметром 140, 168 і 219 мм. Без центрувальних пристосувань витягують також труби діаметром 146 мм із приварними замками у 269-мм свердловинах.

Категорично забороняється опускати ловильний інструмент у свердловину без центрувального пристосування, якщо сума його діаметра і діаметра труб, що виймаються, є меншою від діаметра свердловини.

Особливу увагу слід звернути на поширену неправильну практику спуску мітчиків без центрувальних пристосувань, що часто є причиною ускладнення багатьох аварій.

При нерівному контурі злому, особливо коли поломка труби спричинена її зношенням унаслідок тертя об стінки свердловини, рекомендується спочатку відкрутити цю трубу лівим поворотом колони з ловильним інструментом. Це потрібно для подальшого надійного захоплення залишених труб шляхом з'єднання із замковою різьбою.

Якщо верхня частина залишеної колони відхилилась у каверну, то в свердловину спускають захоплювач разом із дзвоном або мітчик на кривій трубі чи на кривому перехіднику залежно від того, чим закінчується верхня частина колони у свердловині.

Останнім часом у разі неможливості витягування із свердловини відхиленої труби шляхом неодноразових спусків ловильного інструменту на кривій трубі або пасткою-захоплювачем забурають новий стовбур, оскільки для цього потрібно менше часу.

Поломка ведучої труби вище гирла свердловини ускладнює аварію. Для ліквідації такої аварії доцільно застосовувати трубоуловлювач для ведучої труби, за допомогою якого відкручують останню (одну чи з кількома бурильними трубами), а потім з'єднують її замковим ніпелем із залишеною частиною бурильної колони.

В ускладнених свердловинах, де є велика ймовірність прихвату задовго до з'єднання з предметом, що виймається, бажано спускати ловильні інструменти (труболовники, уловлювачі, дзвони і мітчики) з ясом чи ясом-вібратором, обладнаним також безпечним перехідником.

Виймання труб з алюмінієвих сплавів потребує більшої обережності, ніж виймання сталевих, щоб не допустити ускладнення аварії.

При цьому слід мати на увазі такі особливості.

1. Введення аварійних кінців труб з алюмінієвих сплавів у ловильний інструмент виконується обережно і з можливим мінімальним осьовим навантаженням.

2. У разі неможливості захопити залишені труби їх розбурають до бурильного замка долотом або спеціальним фрезером. Розбування труб проводять долотами типу Т або ТЗ, бажано турбінним способом за максимально допустимої подачі насосів із навантаженням 20—40 кН, під час розбування зацементованих труб із ЛБТ навантаження може досягати 60—110 кН.

Спеціальні торцеві фрезери для розбування ЛБТ рекомендують комплектувати прямим патрубком, виготовленим як єдине ціле з корпусом або додатково закріпленим, щоб не допустити самовільного відкручування.

Під час розбування ЛБТ бурильну колону треба припіднімати на 10—15 м через кожні 1,5—2 м проходки. Під час розбування ЛБТ турбінним способом бурильну колону треба обертати з мінімальною частотою обертання.

Ліквідація аварій при кріпленні свердловин. Частину колони обсадних труб, яка впала у свердловину, витягують уловлювачем і труболовником для обсадних труб (переважно типу ТВО). Використання уловлювальних інструментів, які не звільняються (труболовників, уловлювачів, спеціальних перехідників), є небажаним. Обсадні труби і частина обсадних колон великого діаметра, як правило, не піддаються вийманню.

Якщо обсадна зацементована колона зім'ята, опускають печатку або свердловинний фотоапарат для з'ясування форми і ступеня зім'яття колони.

Щоб виправити зім'яття колони, застосовують різні оправки. Максимальний зовнішній діаметр оправок має бути на 5—10 мм меншим від внутрішнього діаметра колони. За потреби після виправлення колони її закріплюють цементним розчином.

Багато, щоб оправки, які спускають у свердловину діаметром понад 190 мм для ліквідації порушень в обсадних колонах, мали напрямну головку меншого діаметра типу пілота-долота. Напрямна головка проходить нижче місця порушення і виключає зарізку стовбура за обсадною трубою.

Зруйноване під час цементування колони тіло труби майже не можна відновити, можна лише виправити порушені ділянки оправками і перекрити їх іншою колоною.

Якщо під час протискування весь цементний розчин або значна його кількість залишається в колоні, її піднімають, якщо дозволяє вантажопідйомність вишки та обладнання. У протилежному випадку з колони негайно вимивають цементний розчин (поки він не встиг затужавіти), оскільки сповільнення може призвести до ліквідації свердловини, або починають розбувати цементний стакан — ця тривала робота не завжди дає позитивні результати.

Ліквідація аварій з турбобурами і турбодолотами. Про виникнення аварії з турбобуром свідчить різке падіння тиску в нагнітальній лінії майже без втрати ваги колони.

У разі зриву замкової різьби верхнього перехідника турбобура у свердловину опускають уловлювач або труболовник. Якщо є впевненість, що різьба замкової муфти ціла, опускають мітчик-калібр або новий замковий ніпель, який з'єднують із залишеним турбобуром. Роботи проводять відповідно до правил експлуатації вибраного уловлювального інструменту, пам'ятаючи про необхідність спуску у відповідних умовах цього інструменту з центрувальним пристосуванням.

У разі зриву різьби, яка з'єднує перехідник із корпусом турбобура або секції між собою, опускають різбовий калібр або новий перехідник. Останній використовують у тому випадку, коли є впевненість, що різьба корпусу турбобура не порушена і доступ до неї не закритий. Якщо дає змогу діаметр свердловини, для витягування турбобура опускають трубний уловлювач, який являє собою відрізок обсадної труби з ум'ятинами, або уловлювач турбобура для захоплення турбобура під ніпель.

У разі поломки корпусу, коли частина статорів виявляється відкритою або відкритим ніпель, тобто відкриті всі статори, для витягування вузлів турбобура застосовують трубний уловлювач з ум'ятинами в тілі для заклинювання в них турбобура. Щоб переконатися в тому, що турбобур знаходиться в уловлювачі, колону припіднімають на 1—5 м над вибоєм і повільно відновлюють циркуляцію промивальної рідини. Збільшення тиску свідчить про з'єднання уловлювача з турбобуром.

Іншим способом виймання турбобура є захоплення його укороченим уловлювачем або турбіноуловлювачем за виступну частину вала з гайкою і контргайкою. Для полегшення захоплення турбобура за виступну частину вала контргайку видовжують на 200 мм. Зовнішній діаметр її роблять рівним діаметру труби або замка, що сприяє захопленню турбобура за виступну частину відповідним уловлювачем. Різьба гайки і контргайки не в усіх турбобурів є лівою, тому не завжди можна виконувати ловильні роботи дзвоном.

Через поломку вала турбобура або турбодолота, а також під час відкручування гайки і контргайки у свердловині залишається вал турбобура, який витягують уловлювачем або дзвоном. Якщо з'єднанню уловлювального інструменту з турбобуром заважає розпірна втулка, то її витягують гладким дзвоном, який іноді застосовують для захоплення турбобура за верхню опору.

Для ліквідації заклинювання турбобура використовують кислотну ванну, а для ліквідації прихвату внаслідок сальнікоутворення — нафтову або водяну ванну чи один із методів подібної ліквідації прихвату труб.

Якщо корпус турбобура заклинений над вибоєм і застосовані методи вивільнення його за допомогою розходжування і ванн не дали результатів, то перед торпедуванням бурильної колони турбобур пробують збити на вибій. Для цього розвантажують колону на 100—150 кН, опускають в неї шаблон для виявлення можливостей торпеди безперешкодно дійти до вала турбобура. Після піднімання шаблону в колону кидають два жорстко з'єднаних вали турбобура з головою у верхній частині для захоплення його лебідкою ЛГТ-300. Якщо турбобур не вдалося збити, то вали піднімають лебідкою і повторюють операції кілька разів, але не більше 10.

Збивати заклинений турбобур ефективніше іншим способом. Суть його полягає в такому. Бурильну колону від'єднують від турбобура (торпедуванням, з допомогою труборізу або розкручуванням) так, щоб верхня частина його не була порушена. До нижньої частини піднятої колони приєднують глухий перехідник, який виключає проходження бурового розчину всередину труб, і опускають бурильну колону в свердловину, забезпечуючи герметичність замкових з'єднань. Внутрішня частина бурильної колони залишається незаповненою рідиною в межах допустимих величин, які виключають зім'яття труб. Після досягнення верху залишеного турбобура колону розвантажують. Зусилля розвантаження беруть залежно від діаметра бурильних труб, але не більше 150 кН. Після цього всередину порожніх труб кидають жорстко з'єднані між собою два вала турбобура з головою під шліпс ґрунтоносія зверху.

Вали вдаряються об дно глухого перехідника, передаючи силу удару на заклинений турбобур. Якщо після першого удару турбобур не звільнився, то вали піднімають і скидують ще кілька разів. Збитий турбобур ловлять одним із вищеописаних методів. Коли роботи по вийманню турбобура не дають результату, тоді забурюють другий стовбур.

Якщо корпус турбодолота зламався так, що верх його закінчується ґрунтоносієм, що виступає з вала, і його опорою, то треба застосовувати вловлювач із у'мятинами і захопити корпус за верхню опору або за ротори і статори. Коли ж цей засіб не дає результату, то спочатку виймають піднімальний ґрунтоніс, а потім опускають труболовник або мітчик для з'єднання з валом турбодолота.

Ліквідація аварій з долотами. Ознаками аварій з долотами при роторному бурінні є нерівномірне обертання, вертикальні коливання бурильної колони, а також припинення проходки, а при бурінні електробурами — зниження показань амперметра та відсутність проходки.

Вибір методу ліквідації аварії залежить від конкретних умов. Установлено, що долото діаметром 295,3 чи 269,9 мм може руйнуватися при двох-трьох спусках башмачного або вибійного фрезера. Наступними спусками гідромеханічного павука чи магнітного фрезера витягують з вибою шматки металу. Долото, залишене посередині стовбура свердловини, спочатку доводять до вибою, потім визначають печаткою його стан. Якщо долото стоїть приєднувальною різьбою догори, його витягують так само, як і в попередньому випадку. В усіх інших випадках його руйнують фрезером або торпедою.

Категорично забороняється витягувати безкорпусні долота мітчиком. Це призводить або до розколу долота, або до залишення його над вибоєм, оскільки мітчик дуже погано закріплюється на зварних швах.

Шарошки доліт і лапи з шарошками, а також лопаті лопатевих доліт, залишені у свердловині, витягують гідромеханічним павуком або магнітним фрезером. Доцільно використовувати магнітний фрезер у комплексі з металоуловлювачем, який встановлюють над фрезером.

За відсутності гідромеханічного павука чи магнітного фрезера відповідної вантажо-підйомності шарошки долота чи лапи з шарошками руйнують вибійним або башмачним фрезером.

Залежно від твердості порід на вибої поверхня торцевої частини фрезера має бути випуклою, плоскою або увігнутою. Для підвищення ефективності очищення вибою над вибійним фрезером треба встановлювати металоуловлювач.

В інших випадках вузли долота витягують фрезером-павуком, гідравлічним павуком або павуком, виготовленим з обсадної труби. Іноді для руйнування однієї шарошки на вибої використовують штирові долота. Цей метод застосовувати не треба, оскільки процес руйнування продовжується довго, на вибої часто залишаються шарошки того долота, яким руйнували породи. Після роботи штировим долотом на вибої залишається багато металу, тому сповільнюється поглиблення свердловини, а в деяких випадках виникає нова аварія з поломкою доліт. При цьому на розбурювання шарошки одного долота іноді витрачається два-три штирових долота високої вартості.

Для виймання лап із шарошками доліт великого діаметра в м'яких породах часто зарізають другий стовбур (турбобуром із відхилювачем, в який потім пікоподібним долотом зіштовхують лапи з шарошками) та цементують його. Для цього на 8—10 м вище місця залишеного долота роблять виступ і зарізають новий стовбур з таким розрахунком, щоб його вибій вийшов нижче старого вибою на 15—20 м.

Вивільнення свердловин від сторонніх предметів. Предмет, який впав у свердловину, може застрягти над вибоєм і заклинити колону, що спускається. Особливо часто це відбувається там, де свердловина має велику кривизну, значну довжину необсадженої частини стовбура, багато виступів, каверн тощо. Тому за наявності у свердловині зазначених умов не треба поспішати зі спуском інструменту для руйнування предмету на вибої. Спочатку треба опустити прихватовизначник для виявлення місцезнаходження металу. Якщо предмет знаходиться у стінці свердловини над вибоєм, то свердловину проробляють ексцентричним долотом у

зоні знаходження предмета, щоб збити його на вибій. Після цього знову опускають прихватовизначник, і, якщо предмет не був збитий, його торпедують і проробляють свердловину до вибою.

Сторонній предмет, який впав у свердловину, витягують уловлювальним інструментом, вибір якого визначають розміром і формою предмета. Якщо розміри предмета дають змогу йому розміститися в гідромеханічному павуці, то треба постаратися витягнути предмет за його допомогою.

Використання магнітного фрезера залежить від розміру та маси предмета, який виймають.

Великі предмети (роторні клини, щелепи ключів АКБ-3 тощо) руйнують на вибої вибійними або башмачними фрезерами, а також коронками башмачних фрезерів, приєднаними до магнітних фрезерів. Колонкові труби, піднімальні ґрунтоноси та інші предмети руйнують вибійними фрезерами або виймають трубними уловлювачами, які являють собою трубу з напрямним патрубком. На трубі зроблені загнуті доверху вирізи, в які затискується предмет, що витягується. В окремих випадках великі деталі руйнують торпедами типу ТКО.

Свердловину слід періодично очищати від дрібних металевих предметів, щоб виключити наступні заклинювання ними колони труб. Очищати вибій рекомендується магнітним фрезером, приєднаним до шламометалоуловлювача, або ежекторним металоуловлювачем.

Ліквідація інших аварій. Під час геофізичних робіт у свердловинах трапляються такі види аварій:

- прихват пристрою і кабелю;
- обрив кабелю;
- залишення у свердловині свердловинних пристроїв, торпед, радіоактивних речовин.

Під час ліквідації аварій усіх видів на буровій має бути присутній геофізичний загін, котрий за потреби проводить визначення місцезнаходження кабелю, приладу, контрольні заміри бурильної колони та інші роботи, які спрямовані на прискорення ліквідації аварії.

Відповідальним представником геофізичної служби на свердловині під час ліквідації аварії є головний інженер, начальник або старший геофізик виробничого відділу експедиції, який разом із представником бурової організації складає план робіт та інструктує працівників партії.

Виймання каротажного кабелю, залишеного у відкритому стовбурі свердловини, є особливо складною операцією, оскільки кабель може бути розташований вище або нижче місця його обриву.

Осідання кабелю в стовбурі свердловини під дією власної ваги залежить від:

- довжини кабелю;
- марки кабелю;
- ступеня зношення кабелю;
- діаметра і кривизни стовбура;
- параметрів бурового розчину та інших факторів.

Поряд з цим у процесі ловильних робіт та піднімання кабелю можливі повторні обриви і залишення кабелю або його частин вище початкової визначеної глибини, яку практично неможливо виявити.

У цих умовах перепуск ловильного інструменту призводить до утворення пробок або сальників із частин кабелю, що ускладнює роботи, пов'язані з його вийманням.

Відоме рішення, яке дає змогу постійно контролювати знаходження каротажного кабелю у відкритому стовбурі свердловини, значно полегшує роботи з його витягуванням та зводиться до такого.

1. Замірюють довжину частини кабелю, яку виймають.
2. Орієнтовно визначають глибину обриву.
3. Опускають у свердловину прихватовизначник і безперервно вимірюють величину магнітного поля нижче башмака обсадної колони. При цьому легка хвиляста вертикальна крива, яку записує пристрій, свідчить про відсутність каротажного кабелю на цій ділянці

стовбура свердловини. Різкі коливання показань реєструючого пристрою, відзначені на діаграмі горизонтальними піками, свідчать про зміни величини магнітного поля у стовбурі свердловини і близьке сусідство кабелю з прихватовизначником (відзначають верхню межу цих коливань).

4. Уточнюють достовірність показань прихватовизначника шляхом обережного спуску його нижче глибини, на якій виявлено верхню частину кабелю, але не більше ніж на 20—30 м. Переконавшись у наявності каротажного кабелю на певній ділянці стовбура, прихватовизначник піднімають із свердловини.

5. Уловлювальний інструмент опускають на 10—20 м нижче верхньої межі знаходження кабелю, зафіксованого показаннями прихватовизначника, та проводять ловильні роботи.

6. Уловлювальний інструмент піднімають із свердловини і з'ясовують, повністю чи частково вийнято каротажний кабель. У першому випадку ловильні роботи припиняють. Якщо каротажний кабель витягнутий частково, то у свердловину знову опускають прихватовизначник і повторюють весь цикл описаних робіт.

7. Спуск прихватовизначника та уловлювального інструменту проводять до повного виймання кабелю.

Вимірювання величини магнітного поля за допомогою прихватовизначника треба починати завжди з-під башмака обсадної колони незалежно від довжини піднятого кабелю, тому що в процесі попередніх ловильних робіт і піднімання частини кабелю, який обірвався, може виявитися його наявність вище початкової глибини знаходження верхньої частини.

За відсутності каротажного реєстратора спостереження за зміною величини магнітного поля в стовбурі свердловини можна здійснювати за допомогою інших вимірювальних приладів, наприклад: мікроамперметра М-265 з границями вимірювання 0—100 мкА, тестера або ампервольтметра. Контролювати рух прихватовизначника у відкритому стовбурі свердловини доцільно датчиком натягування, а за його відсутності — натягом кабелю.

Спуск прихватовизначника на 20—30 м нижче місцезнаходження верхнього кінця кабелю не приводить до небезпечних наслідків. Як показала практика, обірваний кабель рівномірно лежить на стінці свердловини, утворюючи витки, розміри яких залежать від марки кабелю, терміну його експлуатації та діаметра свердловини.

Геофізичний загін, який виїжджає для проведення робіт на бурову, повинен мати прихватовизначник та запасний кабельний кінцівник.

Обірваний кабель у свердловині найчастіше виймають йоржами, які опускають тільки на бурильних трубах. Спуск йоржа на кабелі забороняється. Йорж опускають на 10—20 м нижче місця обриву, швидкість спуску на цій ділянці має бути дуже малою. Спуск припиняють при розвантаженні колони на 15—20 кН. Потім проводять п'ять-шість підйомів та спусків його на довжину ведучої труби, а потім три-п'ять повільних поворотів бурильної колони з йоржем і знову три-п'ять підйомів та спусків йоржа на довжину ведучої труби. Далі починають повільне піднімання бурильної колони. Її піднімають на 30—50 м. Якщо не простежується збільшення навантаження на гак і немає ніяких інших ознак захоплення кабелю, знову опускають бурильну колону, але вже на 30—50 м нижче попереднього місця роботи йоржем. Так, повторюючи ці операції, опускають йорж із бурильної колони до захоплення кабелю. Після цього починають підйом усієї бурильної колони. Перші 5—10 свіч, захоплених кабелем, піднімають на самих низьких швидкостях, а пізніше швидкість підвищують. При цьому піднімання всіх труб ведеться на другій швидкості лебідки. При підході йоржа з виймальним кабелем до башмака обсадної колони підйом слід проводити на першій швидкості.

Під час ловильних робіт усередині обсадної труби йорж обов'язково опускають із напрямним патрубком, який має отвори для циркуляції бурового розчину.

Виймання свердловинного приладу. Якщо у свердловині було залишено прилад, спочатку визначають його місцезнаходження. У разі невпевненості в його наявності на вибої роботи ведуться прихватовизначником або іншою геофізичною апаратурою. Для витягування приладу бурова бригада опускає у свердловину відповідні ловильні інструменти.

Найрезультативнішим ловильним інструментом для виймання свердловинних приладів є гідромеханічний павук. Прилади завдовжки понад три діаметри свердловини можна виймати уловлювачами, сталеві предмети — магнітними фрезерами. У тих випадках, коли прилади не мають великої цінності, їх розбурюють фрезерами або долотами з установленими над ними шламометалоуловлювачами.

Якщо у свердловині залишено стріляючу апаратуру (торпеди, перфоратори тощо) з вибуховими матеріалами та апаратуру з радіоактивними речовинами, роботи в ній припиняють. Їх продовження дозволяється за спеціальними планами, розробленими відповідальними представниками геофізичного та бурового підприємств.

Ліквідація аварій з випробувачами пластів. Для ліквідації аварій, які виникають під час роботи з випробувачами пластів, розробляють детальні плани, оскільки помилки, допущені в процесі уловлювальних робіт, як правило, призводять до перебурювання свердловин. Якщо не вдається витягнути випробувач пластів трубоуловлювачем, то забурюють другий стовбур. У разі виникнення подібних аварій спочатку здійснюють такі самі підготовчі роботи, як і при інших видах аварій з елементами бурильної колони. Якщо було прихвачено випробувач пластів, то намагаються звільнити його розходжуванням колони.

Перед опусканням випробувача пластів у свердловину доцільно над пакером встановити безпечний перехідник, а під пакером — лівий перехідник. Хвостовик бажано компонувати з гладких, переважно обважнених труб без муфт і замків.

У разі обриву в тілі труби одного з вузлів випробувача пластів або зриву різьби, якщо всередині вузла є отвори, доцільно з'єднатися з ним за допомогою трубоуловлювача.

Техніка безпеки під час ліквідації аварій. До початку ловильних робіт не завжди можна скласти точне уявлення про стан частини бурильної колони, залишеної у свердловині. Тому у разі виникнення аварії слід бути готовими до того, що залишена частина колони виявиться прихваченою і ліквідація аварії відбуватиметься в складних і небезпечних умовах.

Для попередження нещасних випадків з персоналом, який бере участь у ліквідації аварії, слід ужити таких заходів:

1. Роботи, пов'язані з ліквідацією аварій у свердловині, буровий майстер має вести під керівництвом старшого інженера (майстра) зі складних робіт або головного інженера бурового управління (ВБР, УБР, експедиції тощо). Присутність решти ІТП всередині ліхтаря вишки та в межах небезпечної зони є небажаною.

2. Перед опусканням ловильного інструменту у свердловину треба перевірити:

стан талевого каната і надійність його в роботі у разі прихвату залишеної частини бурильної колони;

приспосовування для кріплення нерухомого кінця талевого каната, індикатора ваги і особливо правильність показань стрілок приладів, чіткість записів приладу ГІВ, якість та стан кріплення дюритового шланга та трубочок від трансформатора до приладів ГІВ, що показують та записують;

стан вишки та кріплення її з'єднань;

міцність фундаментів під ногами вишки, кронблока, талевого блока, трансмісії і гальмівної системи лебідки, вставок та штопорних пристроїв ротора та вертлюга.

Після перевірки справності переліченого обладнання у свердловину опускають ловильний інструмент.

3. Кріплення ловильного інструменту та інші роботи у свердловині при підвішеній на ведучій трубі колоні бурильних труб виконують із заштопореними вставками і затискачами клинів ротора, щоб попередити випадіння їх під час різкого обертання або раптового піднімання. Крім того, затискачі (клини) мають бути закріплені болтами.

4. Площа всередині вишки має бути вільною від сторонніх предметів.

5. Крім викладеного, під час робіт із вивільнення прихваченої бурильної або обсадної колони потрібно відвести всіх працюючих, крім бурильника, із небезпечної зони на відстань не ближче 60 м від вишки. При бурінні з використанням дизельного привода в дизельному приміщенні залишається дизеліст, якого попереджують про обов'язкове перебування в безпечній зоні (в межах умовної лінії продовження діагоналей ліхтаря).

Треба також додатково закріпити строп вертлюга від випадіння з отвору гака петлями із джгутів талевого каната, які закріплюють у сергах вертлюга.

Розкручувати сильно закріплені різбові з'єднання треба після підігріву замків (кисневими горілками або іншими джерелами тепла). За відсутності автоматичних ключів різбові з'єднання треба розкріпляти машинними ключами з установленням страхуючих канатів.

Кріплення робочого і запобіжного канатів на ключі має запобігати їх роз'єднанню за будь-яких умов роботи.

6. Під час застосування кислотних ванн робітники, які беруть участь у розмішуванні і закачуванні кислоти у свердловину, повинні працювати в костюмах з кислотостійкої тканини, яка виключає пошкодження частин тіла кислотою. Обличчя робітників мають бути захищені маскою, руки — гумовими рукавицями, а ноги — гумовими чобітьми, щільно прикритими холошами (тобто з брюками навипуск).

7. Під час відбивання бурильної колони ротором з піднімального гака мають бути зняті стропи.

8. Для застосування нафтових і кислотних ванн під заливальною головкою або під ведучою трубою встановлюють зворотний клапан.

9. Під час роботи з торпедами з детонувального шнура ТДШ треба керуватися чинними правилами безпеки для вибухових робіт.

Під час ліквідації аварій треба суворо дотримуватися чинних правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості.