

Прихватовизначник — це електромагніт циліндричної форми, який дає змогу ставити мітки на сталевій бурильній колоні після подачі струму, а потім фіксувати їх на стрічці самописного пристрою у каротажній станції.

У табл. 8.52 наведено технічні характеристики прихватовизначників.

Таблиця 8.52

Технічні характеристики прихватовизначників

Параметр	Тип			
	ПО-90	ПО-70	ПО-50	ПО-25
Граничний діаметр бурильних труб та їх з'єднань, у яких рекомендується застосовувати прихватовизначник, мм	115—165	76—115	62—76	30—50
Розміри пристрою, мм:				
довжина	452	422	412	435
зовнішній діаметр	90	70	50	25
Маса, кг	15—20	9—14	5—10	2—5
Максимально допустимі:				
температура, °С	100	100	100	135
тиск, МПа	100	100	100	50

Робота прихватовизначника ґрунтується на властивості феромагнетиків розмагнічуватися з деформацією попередньо намагнічених ділянок.

Порядок роботи такий.

Спочатку в передбачуваному місці прихвату, що охоплює верхню межу прихвату, фіксують магнітний стан колоні (перший замір). Потім ставлять магнітні мітки (мітка — це намагнічена ділянка труби завдовжки 0,2 м). Фіксують ці мітки, які індукуються ділянками підвищеної магнітної індукції, що перевищує замки труб (другий замір).

Висота магнітних міток має бути в 2—5 разів вищою за відповідні аномалії від перешкод та в 2—3 вищою за аномалії від замків бурильних труб.

Стирання магнітних міток над зоною прихвату виконують, розходжуючи колону бурильних труб та прокручуючи її ротором у межах безпечних навантажень. Потім знаходять зону переходу, де магнітні мітки збереглися (третій замір). Цю зону і приймають за верхню межу прихвату. Часткове збереження магнітних міток свідчить про деяку податливість інструменту у верхній частині зони прихвату.

Використання *індикатора місця прихвату (ИМП)* конструкції колишньої «АзНИИбурнефть» дає змогу підвищити точність і прискорити виконання замірів.

Принцип вимірювання за допомогою приладу ИМП полягає у реєстрації деформації прихваченої колоні після утримання індикатора магнітною силою на внутрішній стінці труби. Отже, нижче верхньої межі прихвату, де відсутня деформація труб, сигнали на поверхню не надходять.

Характеристика свердловинного приладу ИМП

Максимальна температура, °С	120
Тиск, МПа	100
Габаритні розміри, мм:	
довжина	1100
діаметр	52
Маса, кг, не більше	15

Наземна апаратура

Робоча температура, °С	0—50
Напруга живлення, В	200—250
Частота живлення, Гц	50
Габаритні розміри, мм:	
блок живлення	470×400×315
вимірювальний блок	470×400×315

8.5.4. ЛІКВІДАЦІЯ ПРИХВАТІВ

Ліквідація прихватів зводиться до усунення утримувальної сили. Ефективність ліквідації прихватів визначається правильністю вибору способу чи набору способів, які б відповідали виду прихвату.

Класифікація способів ліквідації прихватів. З огляду на різноманітну природу сили, що утримує колону труб, для ліквідації прихватів запропоновано використовувати такі способи:

- фізико-хімічні* — зв'язані із закачуванням у зону прихвату порцій спеціальних рідин (ванн), які внаслідок фізико-хімічної дії (хімічне розчинення, зменшення сил тертя і т.ін.) на зону контакту «колона труб — стінка свердловини» зменшують утримувальну силу;
- гідравлічні* — ґрунтуються на зміні гідравлічного тиску та створенні імпульсів тиску у зоні прихвату;
- механічні* — зв'язані з механічною дією на зону прихвату шляхом створення квазістатичних, динамічних ударних та вібраційних навантажень (у тому числі через вибухи);
- комбіновані* — ґрунтуються на використанні різних поєднань фізико-хімічних, гідравлічних і механічних способів дії на зону прихвату.

А.І. Булатов та А.Г. Аветисов запропонували класифікувати способи ліквідації прихватів на такі групи:

- установлення ванн;
- механічна, гідромеханічна та інші види імпульсної дії;
- оббурювання труб;
- установлення мосту і забурювання нового стовбура свердловини.

Оскільки ліквідація кожної категорії прихвату має свої особливості, способи ліквідації прихватів розробляли стосовно конкретної категорії або навіть різновиду прихвату. У буровій практиці вже склалися загальні принципи методологічного підходу щодо вибору способів ліквідації прихватів.

На рис. 8.81 схематично показано алгоритм дій, що рекомендуються для ліквідації прихватів довільної категорії з вибором відповідних способів у кожному конкретному випадку прихвату на етапах 2, 3 і 4.



Рис. 8.81. Класифікація способів ліквідації прихватів за черговістю їх виконання

Слід зазначити, що такі способи ліквідації прихватів, як застосування ударних механізмів, гідроімпульсний та імпульсно-хвильовий, забезпечують досягнення відразу кількох результатів дії на зону прихвату. Так, застосування ударних механізмів призводить не тільки до чисто механічного руйнування зони прихвату, а й до деякого зменшення коефіцієнта тертя в зоні контакту.

Гідроімпульсним способом досягається як збудження пружних хвиль розвантаження колони, так і розмив зони контакту. Тому згадані способи в комбінації з іншими можна застосовувати для ліквідації прихватів, спричинених як прилипанням, так і заклинюванням.

Такі способи, як оббурювання і звільнення колони частинами, потребують великих витрат часу та матеріальних засобів. У багатьох випадках дешевше та швидше перебурилити прихвачений інтервал, а тому бурове підприємство має оцінити економічну доцільність виконання цих робіт. Імовірність виникнення додаткових ускладнень з використанням зазначених способів набагато вища. Можливі випадки прихвату труб для оббурювання. Якщо бурильну колону звільнюють від прихвату частинами, то нерідко роз'єднання відбувається далеко від наміченого місця або одночасно в кількох місцях.

Крім зазначених способів ліквідації прихватів, які широко використовують на практиці, існують і багато інших, які поки що не вийшли за рамки теоретичних досліджень, наприклад:

- електричний, що ґрунтується на використанні явища електроосмосу;
- електрохімічний, результатом якого є розчинення металу прихвачених труб;
- електрогідравлічний, що ґрунтується на створенні високовольтних розрядів у зоні прихвату (ефект Юткіна);
- термічний та деякі інші.

Слід зауважити, що порядок дій з ліквідації прихватів, відображений на рис. 8.81, далеко не завжди виправдовує себе, оскільки повністю виключає боротьбу з впливом такого вагомого фактора у розвитку утримувальної сили, як час. Прихват з розвитком подій може бути ускладнений іншими причинами, і тоді виникає комплексний за природою утримувальної сили прихват.

Щоб не перебурювати стовбур свердловини, потрібно змінити підхід до черговості застосування різноманітних технологій, використовуючи у початковий момент часу виникнення аварії комбінацію певних технологій ліквідації прихвату.

Фізико-хімічні способи ліквідації прихватів мають на меті змінити за допомогою ванн у потрібному напрямі властивості глинистої кірки і сальника, зменшити тертя і тиск.

Ванни використовують для ліквідації багатьох прихватів за умови збереження циркуляції бурового розчину. Найпоширеніші ванни на вуглеводневій (нафта і продукти її переробки) та водній основі. Для надання ваннам потрібних властивостей до їхнього складу вводять реагенти, які, за В.Г.Ясовим і О.В.Аніськовцевим, класифікують так:

1) *гіперпенетрати* — речовини, що здатні збільшувати проникність глинистої кірки, розрихлювати її, а отже, зменшувати силу притискання труб до стінок свердловини при диференціальному прихваті;

2) *літолізатори* — реагенти, що забезпечують хімічне розчинення кірки, сальника чи породи у зоні прихвату;

3) *регулятори густини* ванн;

4) *реогвіди* — речовини, що регулюють реологічні властивості ванн;

5) *гінаффрикти* — реагенти, що поліпшують мастильні властивості ванн і зменшують силу тертя;

6) *змочувачі* — реагенти, що поліпшують змочування рідиною ванни гірської породи та інструменту. До цієї групи належить низка ПАР: неіоногенні, аніоноактивні, катіоноактивні. ПАР потрібно вибирати із урахуванням заряду поверхні, яка підлягає модифікації. У разі використання звичайного хімічно обробленого глинистого розчину перевагу слід віддавати аніоноактивним та катіоноактивним ПАР;

7) *наповнювачі* — інертні речовини для часткової заміни дефіцитних матеріалів (наприклад, застосування замість чистої нафти емульсії іншого виду, в якій вода є дисперсною фазою);

8) *емульгатори* — слугують для забезпечення стабільності емульсії;

9) *інгібітори корозії* — застосовують для захисту бурильного інструменту від корозії;

10) *термопротектори* — призначені для збереження властивостей ванни за високої температури в зоні прихвату;

11) *нейтралізатори* — вводять для нейтралізації впливу на ванну речовин, що знаходяться у зоні прихвату.

Найбільш відомі реагенти кожної групи наведено у табл. 8.53.

Таблиця 8.53

Реагенти для ванн

Група реагентів	Основні речовини
Гіперпенетрати	Хромпик, їдкий натр, пероксид водню, нафтові кислоти, алюмінат натрію, перманганат калію
Літолізатори	Соляна, плавикова, тартратна (виннокам'яна) і оцтова кислоти
Регулятори густини	Барит, графіт, хлорид натрію, оцтовокислий калій
Реогвіди	ПАА*, КМЦ, гліцерин
Гіпафрикти	Нафта, графіт, смолисті речовини, ПАР-змочувачі, СМАД та ін.
Змочувачі	Неіоногенні ПАР: дисолван, гліцерин, ДС-10, ПАА, КМЦ, ОП-10, алканоли, сульфол, НП-3 та ін.
Наповнювачі	Барит, вода, повітря
Емульгатори	ОП-10, алканоли, лужні солі нафтових кислот
Інгібітори корозії	Формалін
Термопротектори	Хромпик, оцтовокислий калій
Нейтралізатори	Гіпохлорид натрію

* Поліакриламід.

Розроблено велику кількість рецептур ванн для ліквідації прихватів на основі води і нафти. В останньому випадку найперспективнішою вважають безводну малопарафіністу нафту невеликої густини з добавками реагентів із груп 5, 6, 8 залежно від виду прихвату.

Реагенти із груп 1—7 вибирають за їх значущістю у складі ванни із урахуванням діагностики прихвату.

У табл. 8.54 наведено оцінку значущості реагентів для категорій прихватів (за даними О.В.Аніськовцева).

Таблиця 8.54

Розподіл значущості реагентів ванни для різних категорій прихвату, %

Категорія прихвату	Гіперпенетрат	Літолізатор	Регулятор густини	Реогвід	Гіпафрикт	Змочувач	Наповнювач
Перепад тиску	15,4	5,1	18,0	10,2	10,2	23,1	18,0
Заклинювання, затягування в жолоб	13,7	21,6	9,8	9,8	21,6	13,7	9,8
Обвали, звуження стовбура, сальникоутворення	7,7	15,4	12,8	12,8	20,5	18,0	12,8

Літологічна характеристика породи, рецептура і властивості бурових розчинів можуть змінюватися у широких межах для одного і того самого виду прихвату, тому розроблені різні рецептури ванн на основі як нафти, так і води (табл. 8.55).

Таблиця 8.55

Рекомендації щодо застосування ванн

Категорія прихвату	Основа ванни	Кількість реагенту на 1 м ³ основи ванни
Перепад тиску	Вода	КМЦ 5—20 кг; хромпик 1—2 кг
		ОП-10 22—34 л; ПАА 11—24 кг; оцтовокислий калій 90—118 кг
		Поліетиленгліколь 112—252 л
		Гліцерин 9—27 л; хлорид натрію 88—115 кг
		Фосфорнокислий калій 70—90 кг; ОП-10 20—30 л; ПАА 10—20 кг
		Оцтовокислий калій 90—110 кг; КМЦ 5—20 кг; ОП-10 20—30 л
		Виннокам'яна кислота 50—150 л
	Нафта	Стокові води нафтових товарних парків 980—990 л; дисолван 10—20 кг
		Сульфонол до 20 кг; або дисульфол до 10 кг; або дисолван 5—20 кг
		Залишки смолисто-скипидарного виробництва 100—160 кг; алюмінат натрію 40—70 кг; ПАР (сульфонол, дисолван) 10—20 кг
		Смолисті речовини 90—157 л; дисолван 11—24 кг
Обвал стінок, сальнікоутворення	Нафта	50%-й водний розчин їдкого натру 100—900 л; окиснений петролатум 5—20 кг; графіт 100—700 кг
		АНП-г 5—20 л
	Дизельне паливо	ОП-10 4,6—193 л; 50%-й водний розчин їдкого натру 95—895 л; графіт 100—700 кг
		ОП-10 19—38 л; ССКА-20 193—494 л; вода 193—494 л; графіт 100—500 кг
		ОП-10 8,5—25,5 л
		Смолисті речовини 90—157 л; дисолван 11—24 л
	Дизельне паливо	Масила моторні відпрацьовані 420—649 л; графіт 312—486 кг; дисолван 8—26 л
		Соляна кислота — за розрахунком; формалін 6—8 л
Заклинювання	Вода	ССКА* 950—1000 л; формалін 5—10 л
Обвал стінок свердловини (карбонатні породи)		

* Суспензія солянокислого аеросилу.

З дещо інших позицій підійшли до використання ванн для ліквідації прихватів А.С. Се-ряков, Л.К. Мухін, В.З. Лубан, М.Х. Титоренко, І.Ю. Харів, які розглянули *електричну природу сили прихвату*.

Тверді тіла, занурені у рідину, як правило, втрачають електронейтральність і заряджаються відповідним чином, а тому формування прихвату можна пояснити виходячи із теорії коагуляції зі зближенням заряджених поверхонь під дією зовнішніх механічних сил (перепад тиску, заклинювання і т. д.). Цим, зокрема, пояснюється велика кількість випадків, коли

механічна складова утримувальної сили вже знята (наприклад, перепад тиску), а прихват ліквідувати ще не вдається.

В основу сучасної теорії коагуляції покладено взаємодію молекулярних сил притягування та електричних сил відштовхування. Тому під час ліквідації прихвату потрібно збільшувати або потенціал відштовхування, або розклинювальну силу, яка залежить від таких факторів. Під дією зовнішньої механічної складової сили прихвату однойменно заряджені поверхні зближуються до розмірів зони дії відштовхувальних сил подвійного електричного шару (рис. 8.82 та 8.83). Як тільки відстань між поверхнями зрівняється із товщиною подвійного електричного шару, спостерігатиметься його стискування внаслідок переходу деякої частини протиіонів у так званий гелмгольцівський шар. Введення електроліту у буровий розчин приводить до зменшення товщини подвійного електричного шару, а отже, його стискання зі зменшенням розміру щілини між поверхнями, що зближуються, не виявлятиметься так сильно. Якщо поверхні вже стиснуті, то потрібно збільшити термодинамічний потенціал, товщину подвійного електричного шару, діелектричну проникність середовища і зменшити міжмолекулярну взаємодію.

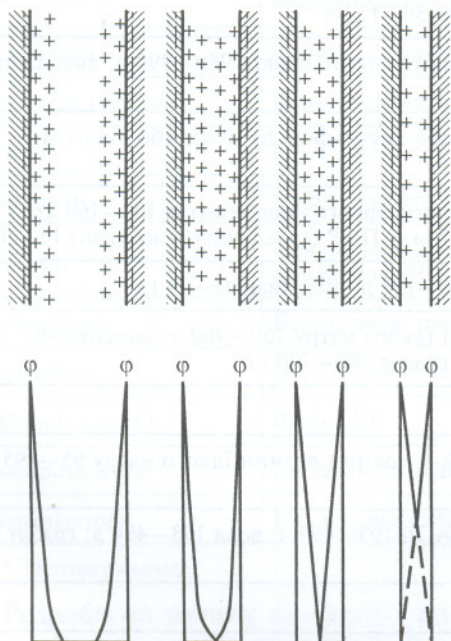


Рис. 8.82. Розподіл зарядів ϕ у подвійному електричному шарі зі зближенням поверхонь і падінням міжфазного потенціалу

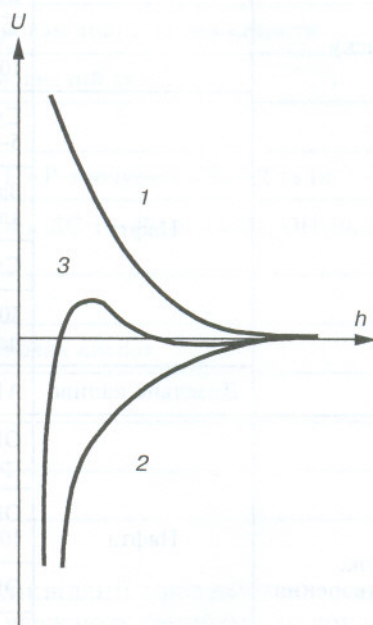


Рис. 8.83. Залежності потенціальних сил U взаємодії поверхонь від відстані h між ними:
1 — електростатичні сили відштовхування;
2 — міжмолекулярні сили притягання; 3 — результуюча сила

Цей процес слід використовувати для самочинного розділення поверхонь, що зближуються під дією зовнішньої механічної складової сили прихвату, або для доведення сил зчеплення між цими поверхнями до мінімальної величини.

Практично цього можна досягнути шляхом установаження спеціальних ванн із води, розчинів електролітів, ПАР, високомолекулярних сполук, неполярних рідин та ін. Для сталі 40ХН за інтенсивністю збільшення заряду на поверхні високомолекулярні сполуки розміщуються у такий ряд:

- полісахариди;
- похідні целюлози;
- лігносульфонати;
- акрилати;
- силікати.

Для сплаву Д16Т електродний потенціал найменший у поліакриламідів, рідкому склі, крохмалі, лігносульфонатах; у похідних целюлози, натрієвих солей, гумінових кислот він збільшується.

У свердловинах, заповнених засоленим буровим розчином, для ліквідації прихватів можна рекомендувати ванни із прісної води, що підвищує термодинамічний потенціал і товщину подвійного електричного шару. Для труб із сплаву Д16Т найбільший термодинамічний потенціал спостерігається у разі обробки води неорганічними електролітами, особливо 10%-ї концентрації. За підвищенням потенціалу їх можна розмістити у такий ряд: NaCl, KCl, CaCl₂, AlCl₃. Найбільшого електродного потенціалу для сталі 40ХН було досягнуто при 50%-й концентрації NaOH. У табл. 8.56 наведено рецептури нафтолужних ванн, які рекомендуються застосовувати в глинистих відкладах тріасу та нижнього карбону ДДз.

Таблиця 8.56

Характеристика нафтолужних ванн, що підвищують електродинамічний потенціал сталевих бурильних труб

Склад, %		Графіт, % об'єму емульсії	Густина, кг/м ³
5%-й водний розчин NaOH	нафта		
—	100	—	825
20	78	—	1010
40	58	—	1110
60	38	—	1200
60	38	10	1280
60	38	25	1400
60	38	50	1600
58	40	10	1190
40	58	25	1310
40	58	50	1510
40	58	70	1600

Примітка. Вміст емульгатора становить 2% (окислений петролатум або інші ПАР).

Застосування ПАР приводить до зменшення міжмолекулярної взаємодії. Завдання тут полягає в тому, щоб правильно вибрати тип ПАР. Катионоактивні ПАР адсорбуються на негативно заряджених поверхнях, аніоноактивні — на позитивних. ПАР з невеликою кількістю ланок вуглеводневого ланцюжка необмежено розчиняються у воді (це стосується одного—трьох атомів С). Із збільшенням кількості атомів вуглецю до 10 розчинність знижується, а ПАР із 11 атомами вуглецю і більше не розчиняються у воді, а розчиняються у вуглеводневих рідинах. Збільшення ж кількості атомів вуглецю сприяє збільшенню поверхневої активності.

Вуглеводневі рідини не змочують самі по собі гідрофільні поверхні металевих труб, глинистих частинок; вони погано проникають у контактні зони прихвату. Тому перед установленням ванн на вуглеводневій основі рекомендується обробляти зону прихвату поверхнево-активними речовинами — гідрофобізаторами. До них належать:

аміни (діетаноламін, моноетаноламін, октадециламін);
амонієві солі з одним чи двома аліфатичними ланцюгами (ді- чи триметилалкіламоній);
органосилікатні сполуки (метилтрихлорсилан).

Технологія встановлення ванни із застосуванням гідрофобізаторів мало відрізняється від загальноприйнятої. У бурильні труби закачують розрахункову кількість гідрофобізатору, протискують у зону прихвату, витримують там 6—8 год і замінюють вуглеводневою рідиною.

Розрахунок ванни виконують у такій послідовності.

Визначають потрібну довжину стовпа ванни за формулою

$$h_{\phi} = l_n + \Delta, \quad (8.172)$$

де l_n — довжина зони прихвату (від долота до верхньої межі прихвату);

Δ — перекриття інтервалу прихвату зверху (у вітчизняній практиці $\Delta = 50 \dots 100$ м; американські джерела рекомендують $\Delta \geq 200$ м).

Густина рідини ванни звичайно менша за густину бурового розчину, а тому, знаючи нижню граничнодопустиму межу $p_{\min}$ гідростатичного тиску, можна знайти максимально можливу висоту стовпа ванни

$$h_{\text{вт}} = \frac{\rho_p g L - p_{\min}}{(\rho_p - \rho_v) g}, \quad (8.173)$$

де L — глибина свердловини від гирла до нижньої позначки ванни;

ρ_p — густина бурового розчину;

ρ_v — густина ванни.

Звичайно, що має зберігатися співвідношення $h_{\phi} \leq h_{\text{вт}}$, у противному разі слід збільшити густину ванни ρ_v до значення, при якому $h_{\text{вт}} = h_{\phi}$. Інший шлях — це збільшення густини буферної рідини або густини бурового розчину.

Об'єм ванни визначають за формулою

$$V_v = V_{\text{зп}} + V_6, \quad (8.174)$$

де $V_{\text{зп}}$ — об'єм затрубного простору на висоті закачування ванни;

V_6 — об'єм бурильної колони, який використовують для періодичної подачі свіжої порції ванни у зону прихвату.

Об'єм $V_{\text{зп}}$ визначають із урахуванням фактичного діаметра свердловини у зоні прихвату за даними профілеметрії.

Для попередження спливання ванни (при $\rho_v < \rho_p$), а також формування небажаної зони змішування потрібно до і після закачування ванни закачувати буферну рідину на довжину 150—200 м затрубного і внутрішньотрубного простору.

Найпростіший варіант буферної рідини можна приготувати із бурового розчину шляхом його загущення до стану «не тече» (за віскозиметром ПВ-5) реагентами-полімерами. Як реагенти рекомендуються: за температури до 100°C — крохмаль; 100 — 150°C — КМЦ і похідні, а за вищої температури — метас із каустичною содою. СНЗ після 10 хв спокою такої ванни має перевищувати 27 Па.

Об'єм протискувальної рідини для доставки ванни у зону прихвату визначають за формулою

$$V_{\text{пр}} = \frac{\pi}{4} \left[\sum_{i=1}^{n-1} d_i^2 l_i + d_n^2 (l_n - h_v - h_6) \right], \quad (8.175)$$

де d_i — внутрішній діаметр i -ї секції бурильної колони;

l_i — довжина i -ї секції;

n — кількість секцій бурильної колони;

h_v , h_6 — довжина відповідно стовпа ванни у бурильній колоні та буферної рідини ($h_6 = 150$ — 200 м).

При закачуванні ванни тиск на гирлі свердловини збільшується (у випадку $\rho_v < \rho_p$) і, якщо об'єм рідини ванни перевищує об'єм внутрішньої порожнини бурильної колони, а густина буферної рідини і бурового розчину однакові, максимально очікуваний тиск відмічається у момент виходу ванни із труб в затрубний простір свердловини і знаходиться за формулою

$$p_{\max} = (\rho_p - \rho_v) g l_6 + \Delta p, \quad (8.176)$$

де Δp — втрати тиску на гідравлічний опір у системі циркуляції;

l_6 — висота стовпа ванни у бурильних трубах.

Технологія встановлення ванни зводиться до закачування компонентів у свердловину у такій послідовності: буферна рідина → ванна → буферна рідина → протискувальна рідина (буровий розчин).

Після закачування протискувальної рідини крани на напірній лінії закривають. Залежно від виду прихвату колону частково розвантажують або залишають під натягом. Періодичність розходжування колони має бути якомога частішою, не рідше 2 разів за 1 год. Через кожну годину після розходжування перевіряють наявність сифона на головці і частину рідини ванни подають порціями по 0,5—0,7 м³ у затрубний простір. Особливість технологічних операцій визначається конкретними умовами.

Час дії ванни, за який можна ліквідувати прихват, становить 2,5—4 год і більше. Якщо протягом 12—16 год після встановлення ванни прихват не ліквідовано, потрібно закачати повторну ванну. При цьому бажано внести зміни у її рецептуру, застосувавши додаткові добавки із вищенаведених. Кількість повторних ванн звичайно не має перевищувати 3—4. У окремих випадках можна замінити одну ванну іншою, тобто після невдалої спроби ліквідувати прихват нафтовою ванною застосувати водяну або кислотну ванну.

Ефективність використання ванн у багатьох випадках визначається відповідністю робіт із ліквідації прихватів до застосування цієї технології. За дослідженнями А.К. Самогоя, зі збільшенням часу від виникнення прихвату до встановлення ванни з 25 до 125 год результативність від застосування ванни зменшується з 52,4 до 25%. Профілактична обробка бурового розчину нафтою підвищує ефективність нафтових ванн.

Позитивні результати від застосування ванн не тільки визначаються відповідністю рецептури ванни умовам прихвату, а й залежать від об'єму ванни і повноти витіснення бурового розчину в зоні прихвату. Рідина ванни може фільтрувати у пласти, і її об'єм у зоні прихвату зменшуватиметься.

У разі збільшення об'єму нафтових ванн понад 8 м³ їх результативність, за даними аналізу промислового матеріалу на родовищах США, помітно збільшується.

Результативність від встановлення нафтових ванн різко збільшується, якщо у нафту додавати 0,1% ПАР або 10% високоокисненого бітуму, що зменшує фільтрацію. Щоб попередити порушення герметичності бурильної колони, протискують ванну з малою подачею, зупиняючи насос ЦА і порівнюючи тиски на гирлі. Істотна різниця цих тисків свідчить про порушення герметичності бурильної колони. Цей прийом можливий, коли об'єм ванни менший за об'єм бурильних труб.

У затрубний простір ванну слід протискувати на максимально можливій і постійній подачі насоса за швидкості висхідного потоку не менше 1 м/с. В окремих ситуаціях, за надлишкового тиску на гирлі 4—6 МПа, відкривають кран нагнітальної лінії і скидують 3—4 м³ протискувальної рідини. Це створює зворотний перетік рідини ванни і сприяє ліквідації прихвату.

Підвищення ефективності дії ванни можна забезпечити шляхом застосування більш досконалих буферних рідин. Найдосконалішими вважають композиції з латексом.

**Рецептури деяких буферних рідин для встановлення ванн
(у масових частках компоненту)**

Латекс СКС-С	5
Дизельне паливо	45
Толуол	45
30%-й розчин NaCl	5
Латекс СКС-50П	15
Газоконденсат	70
10%-й розчин NaCl	15
Латекс СКС-50П	10
Газоконденсат	80
30%-й розчин NaCl	10

Значно підвищити результативність застосування ванни для ліквідації прихвату можна за допомогою накладання на зону прихвату після встановлення ванни вібрацій, удару,

регулювання гідростатичного тиску по циклу «репресія—депресія», зворотно-поступально-го руху ванни на деякій довжині і т.п. Всі ці прийоми можна зарахувати до комплексної дії на зону прихвату.

Приклад 8.25. Глибина верхньої позначки прихвату 2620 м; глибина свердловини до долота 2716 м; інтервал прихвату 2716–2620=96 м. Прихватило ОБТЗ-146 довжиною 96 м; діаметр долота 190,5 мм; коефіцієнт кавернозності 1,05. Бурильні труби ТБПВ-127 з товщиною стінки 9,9 мм; густина бурового розчину 1200 кг/м³; густина нафти із добавкою ПАР 850 кг/м³; буферну рідину приготовлено з бурового розчину густиною 1200 кг/м³, загущеного КМЦ.

Розрахунок виконують у такій послідовності.

1. Площа затрубного простору в зоні ОБТ і бурильних труб становить 0,0147 і 0,0187 м² відповідно. Площа внутрішнього каналу бурильної колони — 0,0093 м².

2. Об'єм ванни у затрубному просторі

$$V_{\text{вт}} = 96 \cdot 0,0147 + 50 \cdot 0,0187 = 2,346 \text{ м}^3.$$

3. Об'єм внутрішньої порожнини ОБТ

$$0,0044 \text{ м}^2 \cdot 96 \text{ м} = 0,424 \text{ м}^3.$$

4. Прийемо об'єм ванни рівним 8 м³, звідки об'єм нафти у бурильній колоні

$$8 - 0,424 - 2,346 = 5,23 \text{ м}^3.$$

5. Висота стовпа h_c нафти у бурильній колоні, з урахуванням того, що об'єм внутрішнього каналу на довжині ОБТ дорівнює 0,424 м³, наприкінці протискування становить 564 м.

6. Сумарний об'єм буферної рідини, якщо прийняти висоту стовпа в трубах і затрубному просторі однаковою і рівною 150 м:

$$V = 150(0,0187 + 0,0093) = 4,2 \text{ м}^3.$$

Об'єм буферної рідини перед закачуванням ванни становитиме 2,84 м³, після закачування — 1,4 м³.

7. Довжина стовпа ванни у бурильній колоні перед виходом нафти у затрубний простір (підхід до долота)

$$l = 96 + \frac{(8 - 0,424)}{0,0093} = 910 \text{ м}.$$

8. Початковий об'єм протискувальної рідини

$$V_{\text{пр}} = 0,0093(2716 - 564 - 150) = 18,6 \text{ м}^3.$$

9. Оскільки густина бурового розчину і буферної рідини однакові, то, прийнявши втрати на гідралічний опір 4 МПа, знаходимо максимальню очікуваний тиск під час закачування ванни

$$p_{\text{max}} = 910 \cdot 9,81(1200 - 850) + 4 \cdot 10^6 \approx 7,1 \text{ МПа}.$$

Цей тиск менший за допустимий для зазначеного типу бурильних труб.

10. Прихват від перепаду тиску можна ліквідувати з більшою ймовірністю, якщо після встановлення нафтової ванни усунути перепад тиску у зоні прихвату або, ще краще, забезпечити допустиму депресію.

Знайдемо максимальну висоту стовпа ванни у затрубному просторі, прийнявши $p_{\text{min}} = p_{\text{п}} = 28,8 \text{ МПа}$ на середній позначці глибини прихвату, що дорівнює 2668 м:

$$h_{\text{вт}} = \frac{2668 \cdot 1200 \cdot 9,81 - 28,8 \cdot 10^6}{(1200 - 850) \cdot 9,81} = 759 \text{ м}.$$

11. Оцінимо найбільшу висоту стовпа ванни у затрубному просторі в кінці режиму порційного закачування ванни, прийнявши коефіцієнт втрат нафти через фільтрацію в пласт рівним 0,9 і враховуючи, що об'єм ванни у затрубному просторі у зоні ОБТ становить 1,41 м³:

$$h = \frac{0,9 \cdot 8 - 1,41}{0,0187} + 96 = 405 \text{ м}.$$

Отже, навіть наприкінці порційного підкачування нафти репресію у зоні прихвату не буде повністю усунуто.

Реалізація цього стану при використанні такої ванни забезпечується, якщо об'єм ванни довести до 15,3 м³ і більше. Цей приклад пояснює відзначене вище збільшення результативності від застосування ванн в об'ємі нафти, більшим за 8 м³.

Гідралічні способи ліквідації прихватів. Гідроімпульсний спосіб (ГІС) призначений для ліквідації прихватів колони труб, які знаходяться у свердловині:

у разі заклинювання колон у жолобних виробках;

у місцях звуження стовбура;

у разі заклинювання колони сторонніми предметами;

у разі прилипання колони під дією перепаду тиску.

Цей спосіб заснований на дії коливань колони труб і руху рідини у зоні прихвату. Коливання колони утворюються внаслідок попереднього її розтягування через нагнітання в труби рідини, яка має значно меншу густину, ніж буровий розчин, і подальшого різкого зняття тиску.

При нагнітання рідини в труби, коли верхній їх кінець закрито, створюються розтягувальне навантаження і відповідне напруження розтягу в трубах. Зі зняттям тиску колона прагне до стиснення, тобто переміститься донизу, а буровий розчин прагне з великою швидкістю переміститься із затрубного простору в труби і розмити фільтраційну кірку породи, яка знаходиться в зоні прихвату, або сальник. При цьому перепад тиску в зоні прихвату знижується завдяки падінню рівня рідини в затрубному просторі і колона труб звільнюється від прихвату.

Тиск у колоні труб утворюється внаслідок заміщення бурового розчину, який знаходиться всередині труб, іншим розчином зі значно меншою густиною. Перепад тиску між затрубним і внутрішньотрубним просторами має бути не менше 7 МПа за одиничних імпульсів і не більше 10 МПа — за багаторазових.

Розтягувальна сила G на верхньому кінці бурильної колони буде визначатися залежно від перепаду тиску між затрубним і внутрішньотрубним просторами

$$G = (\rho_p - \rho_n) g H S, \quad (8.177)$$

де ρ_p — густина бурового розчину в затрубному просторі;

ρ_n — густина легкого бурового розчину у внутрішньотрубному просторі;

H — глибина рівня розділення рідин у колоні (рис. 8.84);

S — площа перерізу каналу бурильних труб.

Відповідно напруження розтягу рівні $\sigma = G/F$, де F — площа перерізу труби.

Сприятливі умови для застосування ГІС такі:

наявність циркуляції бурового розчину у свердловині. За відсутності циркуляції спосіб можна застосовувати тільки тоді, коли внутрішня нижня частина колони герметично закупорена (шламом, вибухопакером тощо);

довжина прихваченої частини колони має не перевищувати 50 м;

перепад тиску між затрубним і внутрішньотрубним простором має бути не менше 7 МПа на 1000 м довжини колони труб;

довжина неприхваченої частини труб над верхньою межею прихвату має бути більшою за 1500 м. Час від моменту виникнення прихвату до початку застосування способу має не перевищувати 1—2 год.

При дотриманні цих умов колону труб можна звільнити за 1—5 імпульсів.

Якщо колона труб не звільнилась після проведення 10 імпульсів, то подальше застосування способу треба проводити після встановлення ванни.

У разі безрезультатності 30 послідовних імпульсів роботи слід припинити.

Використання ГІС недоцільне:

в умовах негерметичності колони труб;

у разі прихвату колони, яка завалена породою;

за густини бурового розчину менше 1350 кг/м³.

Технологія проведення ГІС і підготовчі роботи зводяться до такого:

1. Визначити верхню межу прихвату, а якщо можливо — то його інтервалу (за витяжкою, прихватовизначником або АКЦ-89 чи АКЦ-36).

2. Забезпечити бурову двома діафрагмовими камерами високого тиску, нагнітальною головкою та наголовником.

3. Встановити патрубок у верхній частині колони труб так, щоб верхня його частина виступала над ротором не більш ніж на 40—50 см.

4. Відновити циркуляцію, інтенсивно промити свердловину та привести у відповідність до проекту параметри бурового розчину.

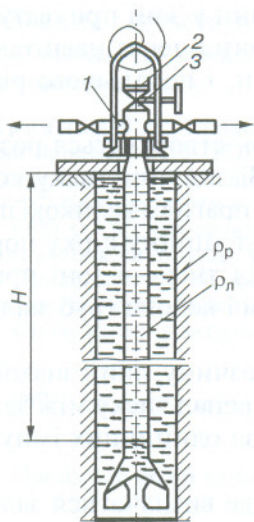


Рис. 8.84. Схема обв'язки обладнання для проведення робіт із ліквідації прихвату ГІС:

- 1 — нагнітальна головка;
2 — діафрагма наголовника;
3 — засувка

5. Приєднати до бурильної колони наголовник (нагнітальну головку з пробковими кранами високого тиску на відвідних патрубках високого тиску, тарувальну і діафрагмову камери) з діафрагмами, вибраними згідно з розрахунком. Перевагу слід віддавати наголовникам для створення багаторазових імпульсів. Причому нагнітальна головка, засувка та наголовник попередньо треба опресувати на тиск, який перевищує на 25% максимальний перепад тиску при гідроімпульсі. Схема обв'язки обладнання для проведення робіт із ліквідації прихвату ГІС показана на рис. 8.84.

6. Під'єднати ЦА до відвідних патрубків нагнітальної головки та до приймальних резервуарів з водою.

7. Розвантажити бурильну колону повністю (якщо вага її до місця прихвату менше 1000 кН) або частково (за ваги понад 1000 кН), щоб на зону прихвату діяла вага близько 1000 кН. Залишити бурильну колону у підвішеному стані на талях. Закріплювати натягнуту колону в роторі забороняється.

8. Закачувати в бурильну колону воду чи іншу рідину значно меншої густини, ніж густина бурового розчину, який знаходиться в свердловині, в об'ємі, необхідному для одержання розрахункового перепаду тиску і для подальшого розриву діафрагм. Перепад тиску треба забезпечити в межах 10—15 МПа, але не менше 7 МПа. Висота стовбура води в колоні має не перевищувати 2/3 довжини.

9. При проведенні одноразового імпульсу воду закачувати до розриву діафрагми.

10. Для отримання серії імпульсів через короткий проміжок часу з допомогою секційного діафрагмового наголовника після розриву першої діафрагми закачування рідини в трубах не припиняти до розриву всіх наступних діафрагм. Оптимальна кількість діафрагм у наголовнику — 5.

11. Щоб не допустити перетікання рідини внаслідок розриву діафрагм, останню з них роблять на 25% міцнішою від інших, у порожнині наголовника залишається надлишковий тиск.

Після розриву діафрагм засувку високого тиску в наголовнику закривають і починають розходжувати бурильну колону для її звільнення.

Якщо серія імпульсів від роботи першого наголовника не дає результатів, то її повторюють, але встановлюють нові діафрагмові камери.

Якщо колона труб не звільнилася від прихвату після 10 імпульсів, потрібно на 0,5—1 год установити нафтову ванну, після чого знову здійснювати гідроімпульси. Для прискорення звільнення колони труб (і через безрезультатність перших гідроімпульсів) треба збільшити об'єм рідини, яку відбирають із труб при зворотному перетоці, від 0,5 до 3 м³. При цьому слід безперервно доливати в затрубний простір буровий розчин тієї самої густини, що й був. Виконання цих робіт має виключати неконтрольовані прояви та ускладнення.

Застосування гідроімпульсу для ліквідації прихватів недоцільне у разі:

- розкриття слабозцементованих, схильних до обвалів й осипів порід;
- наявності каверн, що перевищують об'єм номінального стовбура свердловини більше ніж у 1,5 раза;
- великої засміченості вибою свердловини шламом та іншими сторонніми предметами, що спричинює закупорювання нижньої частини колони і припинення циркуляції.

При виконанні робіт із ліквідації прихвату ГІС потрібно дотримуватися таких правил: керівники і провідні спеціалісти мають ознайомитися з «Інструкцією для ліквідації прихвату колони труб у глибоких свердловинах гідроімпульсним способом»; роботи слід проводити у денний час доби;

в період опресовування нагнітальної лінії і перед початком закачування легшої рідини в прихвачену колону весь персонал треба вивести з бурової не менше ніж на 25 м від її ліхтаря.

За В.Г. Ясовим, існують 2 варіанти ГІС ліквідації прихватів: створенням надлишкового тиску всередині бурильної колони (прямий гідроімпульсний спосіб — ПГІС) та у затрубному просторі (зворотний гідроімпульсний спосіб — ЗГІС).

Розрахунок ПГІС виконують у такій послідовності.

Оцінюють надлишковий тиск на гирлі після закачування заміної рідини

$$p_n = (\rho_p - \rho_l) g H, \quad (8.178)$$

де H — довжина стовпа заміної рідини густиною ρ_l ;

ρ_p — густина розчину.

Беручи до уваги, що тиск у свердловині на глибині z_0 після циклу ГІС має бути не нижче за p_0 , розраховують максимальну висоту стовпа заміної рідини за формулою

$$l_1 = \frac{(\rho_p g z_0 - p_0) \left(S_1 + S_2 - S_{2(1)} \frac{\rho_l}{\rho_p} \right)}{(\rho_p - \rho_l) g S_{1(2)}}, \quad (8.179)$$

де S_1 і S_2 — середньозважена площа перерізу відповідно внутрішньої порожнини труб і затрубного простору.

Необхідний об'єм заміної рідини

$$V_l = S_{1(2)} l_1. \quad (8.180)$$

Після циклу ГІС у бурильній колоні (затрубному просторі) залишається стовп легкої рідини висотою

$$l_l = \frac{l_1 S_{1(2)}}{S_1 + S_2 - S_{2(1)} \frac{\rho_l}{\rho_p}}. \quad (8.181)$$

Після кожного циклу ГІС із свердловини витісняється легка рідина в об'ємі

$$V_{\text{вит}} = S_{1(2)} (l_1 - l_l). \quad (8.182)$$

Гідростатичний тиск у свердловині після циклу ГІС знаходять за формулою

$$p_c = \rho_p g (z - h_{\text{ст}}) = \rho_p g \left[z - l_l \left(1 - \frac{\rho_l}{\rho_p} \right) \right], \quad (8.183)$$

де $h_{\text{ст}}$ — статичний рівень бурового розчину;

z — розрахункова глибина.

ЗГІС здійснюють при закритому універсальному превенторі. Його розрахунок виконують за формулами (8.179)—(8.183), у яких використовують величини з індексами в дужках.

Ліквідація прихвату бурильної колони за допомогою випробувача пластів дає змогу різко знизити гідростатичний тиск у зоні, розташованій нижче пакера випробувача пластів, який встановлюють над верхньою межею прихвату. Цей спосіб рекомендується застосовувати в тих випадках, коли після нафтової чи іншої ванни колона труб не звільнилася.

Сприятливими умовами для звільнення прихваченої бурильної колони випробувачем пластів є невеликий вихід бурильної колони з-під башмака попередньої колони, а також знаходження долота вище вибою. В першому випадку є можливість установити пакер в обсадній колоні, а також створити умови для розкручування бурильної колони на ділянці, яка знаходиться в обсадній колоні, що сприятиме надійному розпакуванню і легкому з'єднанню з трубами, які виймаються. У другому випадку зі звільненням прихваченої колони труб відразу ж видно її рух.

Для здійснення цього способу слід визначити верхню межу прихвату, послабити замкове з'єднання над цією межею в розрахунковому місці, лівим обертанням роз'єднати і витягнути бурильну колону. Після цього — спустити бурильну колону з такою компоновкою низу:

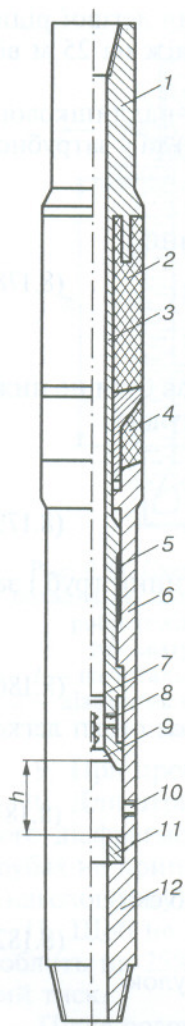


Рис. 8.85. Схема пристрою для зниження гідростатичного тиску в зоні прихвату

перехідник для з'єднання з трубами, які витягуються;

бурильні труби;

перфорований перехідник (виготовлений із ОБТ) для утворення зв'язку затрубного простору з внутрішньотрубним (перфорований перехідник по можливості слід установити в обсадній колоні);

пакер;

випробувач пластів;

бурильні труби.

Над випробувачем пластів рекомендується розмістити яс.

Після з'єднання з прихваченими трубами бурильну колону розвантажують для пакерування. Після цього відкривається клапан випробувача пластів, знижуючи тиск під пакером на прихвачену частину бурильної колони. Ознакою звільнення колони служить збільшення ваги і просідання пакера, а також зменшення рівня рідини в затрубному просторі.

Під час ліквідації аварій випробувачем пластів можливі зім'яття обсадної колони і поломки вузлів випробувача. Щоб цьому запобігти, слід дотримуватися таких основних умов:

під час спускання випробувача пластів і роботи з ним безперервно спостерігати за рівнем бурового розчину в міжтрубному просторі;

підготувати обв'язку гирла свердловини до негайного заповнення свердловини буровим розчином у разі зниження його рівня нижче допустимої межі;

вибір довжини бурильної колони, яку опускають з випробувачем пластів і яка не заповнена буровим розчином, має виключити можливість зім'яття обсадної колони у разі перетікання бурового розчину із затрубного простору в бурильні труби;

гідростатичний тиск біля башмака останньої обсадної колони і тиск всередині бурильних труб, утворений буровим розчином з відповідною густиною, мають бути однаковими.

Для витягування бурильної колони вантажопідйомністю більшою, ніж вантажопідйомність випробувача пластів, нижнє з'єднання нижнього перехідника із штоком має бути або виключене, або підсилене, різьба — подовжена, а шток виготовлено зі сталі підвищеної міцності.

Результатом вдосконалення цього способу є пристрій для зниження гідростатичного тиску в зоні прихвату, запропонований Є.Д. Співаком, В.С. Розновцем, В.Г. Ясовим і М.А. Мислюком (рис. 8.85).

До складу цього пристрою входять: верхній перехідник 1, основний пакеруючий елемент 2, шток 3, допоміжний пакер 4, корпусний перехідник 5, корпус 6 з отвором 10, поршень 7 з отвором 8, зворотний клапан 9, регулювальне кільце 11, нижнє з'єднання 12, хід поршня — h .

Технічні характеристики пристроїв для зниження гідростатичного тиску

Діаметр пакера номінальний, мм	180; 195
Діаметр свердловини, мм	200; 220
Хід поршня h , мм	135; 176
Осьове навантаження на пакер, кН	95; 150

Пристрій забезпечено пакером і зворотним золотниковим клапаном, який після відкриття гідравлічно з'єднує підпакерний простір із внутрішньотрубним простором бурильної колони, що заповнений буровим розчином на задану висоту, а саме це визначає різке зниження гідростатичного тиску в зоні прихвату і ліквідує притискувальну силу.

Пристрій опускають у свердловину на бурильній колоні і з'єднують з прихваченим інструментом. Довжину компоновки і місце роз'єднання підбирають так, щоб розмістити пристрій на потрібній глибині всередині обсадної колоні, що забезпечує надійність пакування.

Після розвантаження інструменту на пакер і пакування тиск у зоні прихвату знижується, що сприяє звільненню прихваченого інструменту. Після ліквідації прихвату здійснюють промивання свердловини, обертання інструменту, а потім виконують піднімання колоні.

При використанні пристрою слід забезпечити стиск пакера для надійного розпакування. У зв'язку з цим виникає потреба визначити мінімальну глибину спускання пристрою, за якої забезпечується заданий тиск у зоні прихвату, а також мінімальну глибину, за якої досягається необхідна вага бурильної колоні.

Рівень бурового розчину в бурильній колоні, що відлічується від гирла, який забезпечує заданий тиск у свердловині в зоні прихвату, визначають за формулою

$$h_c = L_n - \frac{a_1 p_n}{\rho_p g}, \quad (8.184)$$

де L_n — глибина зони прихвату;

p_n — пластовий тиск;

ρ_p — густина бурового розчину;

a_1 — коефіцієнт депресії ($a_1 \leq 1$).

Мінімальну глибину спускання пристрою, за якої забезпечується пакування, визначають за формулою

$$L_{\min} = \frac{a_2 G_n - l_0 \beta (q_0 - q_t) + h_c S_1 \rho_p g}{q_t \beta}, \quad (8.185)$$

де a_2 — коефіцієнт резерву ($1 < a_2 \leq 1,3$);

G_n — навантаження для пакування;

l_0 — довжина ОБТ;

β — коефіцієнт, що враховує виштовхувальну силу,

$$\beta = 1 - \frac{\rho_p}{\rho_m};$$

q_0 — вага 1 м ОБТ;

q_t — вага 1 м бурильних труб (середньозважена);

S_1 — площа перерізу внутрішньої порожнини бурильних труб;

ρ_m — густина матеріалу труб.

Розрахунок виконують для перевірки співвідношення $h_c \leq L_{\min} \leq L_n$. У протилежному випадку застосувати цей спосіб неможливо.

Наступні два приклади, розглянуті за В.Г.Ясовим, дають змогу порівняти ефективність ГІС та згаданого пристрою.

Приклад 8.26. Глибина верхньої межі прихвату, що виник унаслідок перепаду тиску, становить 3000 м. Пластовий тиск $p_n = 32$ МПа. Проміжна обсадна колона діаметром 245 мм опущена на глибину 2700 м. Густина бурового розчину 1160 кг/м³. Буріння виконувалось роторним способом. На буровій є 50 м ОБТ діаметром 146 мм, бурильні труби діаметром 127 мм з товщиною стінки 9,19 мм.

Прийнявши $a_1 = 1$, розрахуємо рівень бурового розчину

$$h_c = 3000 - \frac{1 \cdot 320 \cdot 10^5}{1160 \cdot 9,81} = 188 \text{ м.}$$

Далі знаходимо глибину $L_{\min}$. Стосовно цього прикладу $q_0 = 951,6$ Н/м; $q_t = 255,1$ Н/м; $S_1 = 93 \cdot 10^{-4}$ м²; $\beta = 0,86$; $G_n = 150$ кН; $a_2 = 1,2$; $S_2 = 27 \cdot 10^{-3}$ м².

Тоді

$$L_{\min} = \frac{1,2 \cdot 150 \cdot 10^3 - 50 \cdot 0,86 \cdot 696,5 + 188 \cdot 93 \cdot 10^{-4} \cdot 1160 \cdot 9,81}{255,1 \cdot 9,81 \cdot 0,86} = 775 \text{ м.}$$

Співвідношення $h_c \leq L_{\min} \leq L_n$ витримано

$$188 < 775 < 3000,$$

а пакер буде розміщено всередині обсадної колоні. Отже, пристрій можна застосовувати.

У цьому прикладі глибина встановлення пристрою диктується умовами пакування. Нехай пристрій краще за все запакувати на глибині 725 м. Об'єм бурового розчину, що доливається у внутрішню порожнину бурильної колони, визначають за формулою

$$V_p = S(L - h_c) = 93 \cdot 10^{-4} (725 - 188) = 5,0 \text{ м}^3.$$

У процесі піднімання бурильної колони після ліквідації прихвату сифона практично не буде, тому що пружина зворотного клапана відрегульована на злив бурового розчину у свердловину. Якщо прихват не буде ліквідовано, то можна підняти пристрій, роз'єднавши його на глибині довільним із відомих способів.

Приклад 8.27. За умовами попереднього прикладу виконаємо розрахунки при застосуванні ГІС ліквідації прихвату. Як легку рідину використаємо воду. Довжину стовпа води у затрубному просторі (при $p_0 = p_n = 32$ МПа; $z_0 = 3000$ м) розрахуємо за формулою (8.179)

$$l_1 = \frac{(1160 \cdot 9,81 \cdot 3000 - 32 \cdot 10^6) (93 + 270 - 93 \cdot 0,862) 10^{-4}}{(1160 - 1000) 9,81 \cdot 270 \cdot 10^{-4}} = 1427 \text{ м}.$$

Тоді

$$l_n = 1427 \frac{270 \cdot 10^{-4}}{(93 + 270 - 93 \cdot 0,862) 10^{-4}} = 1362 \text{ м}.$$

Об'єм води, який слід закачати у затрубний простір при закритому превенторі:

$$V_n = 270 \cdot 10^{-4} \cdot 1427 = 38,5 \text{ м}^3.$$

Надлишковий тиск наприкінці закачування води

$$p_n = 1427 \cdot 9,81 \cdot 160 = 2,24 \text{ МПа}.$$

Об'єм витісненої води після відкриття превентора

$$V_{\text{вт}} = 270 \cdot 10^{-4} (1427 - 1362) = 1,755 \text{ м}^3.$$

Статичний рівень у внутрішньотрубному просторі бурильної колони по закінченні витискування

$$h_{\text{ст}} = 1362(1 - 1000/1160) = 188 \text{ м}.$$

Тиск у зоні прихвату при $z = 3000$ м

$$p_c = 1160 \cdot 9,81(3000 - 188) = 32 \text{ МПа}.$$

Оскільки тиск у свердловині дорівнює наперед заданій величині, розрахунки виконано вірно.

Висновки:

реалізація ГІС можлива, оскільки величина $l_1 = 1427$ м значно менша за глибину спуску обсадної колони; формування хвилі розрідження визначатиметься за швидкістю відкриття крана; переваги ГІС порівняно із пристроєм для зниження гідростатичного тиску визначаються тим, що не потрібно роз'єднуватися на глибині і виконувати додаткові СПО для доставки пристрою у свердловину.

Технологія ліквідації прихватів колон труб зниженням рівня бурового розчину у свердловині (**метод U-труб**). У разі виникнення прихвату під дією перепаду тиску ефективним способом його ліквідації є зниження цього тиску до значення, меншого ніж було до прихвату, шляхом зниження рівня бурового розчину у затрубному просторі до безпечних значень і приведення тиску стовпа рідини всередині труб до його значення у затрубному просторі.

Перевага цього методу полягає у можливості швидкого його застосування та відсутності потреби у спеціальних рідинах.

Особливу увагу слід звертати на:

- стан відкритого стовбура свердловини;
- наявність продуктивних горизонтів;
- значення пластових тисків.

Для здійснення методу потрібна ретельна підготовка, яка передбачає необхідність:

виключити можливість нафтогазопроявів, для чого якомога точніше слід визначити пластовий тиск на певній свердловині (площі);

розрахувати, на скільки у максимально безпечних межах на першому етапі робіт слід зменшити тиск стовпа бурового розчину; при цьому гідростатичний тиск має не перевищувати пластовий на 10—15% для свердловин глибиною до 1200 м, на 5—10% — для свердловин глибиною до 2500 м; на 4—7% — для свердловин глибиною понад 2500 м;

звернути особливу увагу на пластовий тиск (якщо його визначено наближено, то знижувати тиск треба поетапно — спочатку знизити на 1/3 визначеної величини, потім на 2/3 і тільки після цього — на повну величину).

За рубежом використовують багаторазове зниження рівня за циклом «депресія—репресія» шляхом перекачування рідини із затрубного простору у внутрішньотрубний, і навпаки, використовуючи ефект сполучених посудин. Тому цей метод і дістав назву методу U-подібної трубки, або U-труб. Через рівні інтервали часу відкривають крани нагнітальної лінії і зворотною циркуляцією повністю витісняють легшу рідину, попередньо закачану у внутрішньотрубний простір. Якщо після першого перетоку звільнити труби не вдалося, процес повторюють. Під час зворотного перетоку бурильні труби потрібно розходжувати, поки вони не звільняться.

Коли тиск у свердловині постійний, то у бурильних трубах він повільно знижується і рівень рідини у затрубному просторі не піднімається. Якщо у свердловині виникають прояви, то рівень рідини у затрубному просторі поступово підвищується і тиск у бурильних трубах повільно зростає під час зворотного перетоку. У разі виникнення подібної ситуації всі роботи, зв'язані із ліквідацією прихвату, слід припинити і почати глушити прояв.

Приклад 8.28. Визначимо об'єм нафти (солярки), потрібний для зниження гідростатичного тиску у свердловині на 3,4 МПа. Вихідні дані: густина бурового розчину 1200 кг/м³; густина нафти 800 кг/м³; глибина свердловини 3000 м; діаметр свердловини 220 мм (за даними профілометрії); бурильні труби діаметром 127 мм із товщиною стінки 9 мм.

Початковий гідростатичний тиск становить: $1200 \cdot 9,81 \cdot 3000 = 35,3$ МПа. Гідростатичний тиск після його зниження на потрібну величину: $35,3 - 3,4 = 31,9$ МПа.

Отже, новий гідростатичний тиск, рівний тиску бурового розчину та легшої рідини у бурильних трубах, становить

$$1200 \cdot 9,81 h_{\text{бр}} + 800 \cdot 9,81(3000 - h_{\text{бр}}) = 31,9 \cdot 10^6,$$

де $h_{\text{бр}}$ — висота стовпа бурового розчину у трубах.

Розв'язавши рівняння, отримаємо $h_{\text{бр}} = 2134$ м. Звідси висота стовпа легшої рідини дорівнює

$$3000 - 2134 = 866 \text{ м},$$

а об'єм легшої рідини дорівнює об'єму внутрішнього простору бурильних труб довжиною 866 м, тобто

$$(\pi/4) 0,109^2 \cdot 866 = 8,08 \text{ м}^3.$$

Слід зазначити, що коли потрібний об'єм легшої рідини закачано у труби, значення гідростатичного тиску на долоті у трубах дорівнює 31,9 МПа, тоді як на вибої у затрубному просторі — 35,3 МПа. Різниця цих тисків приводить до витіснення легшої рідини при відкритті крана нагнітальної лінії.

Враховуючи дефіцит і дорожнечу паливно-мастильних матеріалів, як легшу рідину можна використовувати воду.

Приклад 8.29. Для ліквідації прихвату на глибині 3475 м є такі вихідні дані: пластовий тиск 40,24 МПа; проміжна обсадна колона діаметром 244,5 мм із товщиною стінки 10 мм; бурильні труби діаметром 127 мм із товщиною стінки 9 мм; густина бурового розчину 1470 кг/м³.

Потрібно знизити гідростатичний тиск у трубах і затрубному просторі так, щоб він дорівнював пластовому тиску, визначити об'єм води, потрібний для затрубного і внутрішньотрубного простору, враховуючи, що густина мінералізованої води 1040 кг/м³.

Приймемо висоту рівня води у затрубному просторі за h_k .

Потрібний гідростатичний тиск на верхній межі прихвату становить 40,24 МПа, отже

$$1040 \cdot 9,81 h_k + 1470 \cdot 9,81(3475 - h_k) = 40,24 \cdot 10^6,$$

звідки $h_k = 2340$ м.

Потрібний об'єм води у затрубному просторі знаходимо, як добуток площі затрубного простору між бурильними трубами та обсадною колоною діаметром 244,5 мм на висоту стовпа води:

$$(\pi/4) (0,2245^2 - 0,127^2) 2340 = 62,98 \text{ м}^3.$$

Якщо закачати у затрубний простір 62,98 м³ води, то гідростатичний тиск на верхній межі прихвату знизиться до 40,2 МПа. Коли вода об'ємом 62,98 м³ закачана у затрубний простір, бурильні труби залишаються заповненими розчином густиною 1470 кг/м³ і гідростатичний тиск у зоні прихвату дорівнює

$$1470 \cdot 9,81 \cdot 3475 = 50,11 \text{ МПа}.$$

Отже, перепад тиску, що дорівнюватиме $50,11 - 40,24 = 9,87$ МПа, діючи на затрубний простір, буде зрівнювати тиск, витісняючи воду із свердловини.

Для попередження перетоку $62,98 \text{ м}^3$ води із свердловини стовп води у бурильних трубах має дорівнювати за висотою стовпу води у затрубному просторі, тоді об'єм води у бурильних трубах має дорівнювати $(\pi/4)0,109^2 \cdot 2340 = 21,84 \text{ м}^3$.

Вирівнювання гідростатичного і пластового тисків у зоні прихвату можна досягнути: закачуванням у затрубний простір $62,98 \text{ м}^3$ води; нагнітанням у затрубний простір ще $21,84 \text{ м}^3$ води; закачуванням $21,84 \text{ м}^3$ води у бурильні труби для витіснення такого ж об'єму води із затрубного простору і зниження гідростатичного тиску у бурильних трубах до $40,24 \text{ МПа}$.

Якщо у процесі виконання робіт свердловину потрібно заглушити, то слід виконати зворотну циркуляцію буровим розчином густиною 1470 кг/м^3 , доки вся вода не буде витіснена з бурильних труб. Потім треба виконати пряму циркуляцію через бурильні труби буровим розчином густиною 1470 кг/м^3 , поки вся вода не буде витіснена із затрубного простору.

Технологію ліквідації прихватів за допомогою ванн (яка є подальшим розвитком методу U-труб) можна застосовувати у разі виникнення прихвату від перепаду тиску, коли буріння ведеться в проникних горизонтах, а також у разі виникнення прихвату від обвалів за умови збереження циркуляції розчину.

Для того щоб успішно ліквідувати прихвати цих категорій, потрібно усунути репресію на пласт та силу між прихваченим інструментом і фільтраційною кіркою. Звичайне застосування ванни далеко не завжди закінчується звільненням інструменту від прихвату через те, що, по-перше, не повністю знімається репресія на пласт, по-друге, утруднене проникнення компонентів ванни в зону прихвату не знімає адгезійної складової. Запропонована технологія (М.А. Мислюк, В.В. Ткачук, М.П. Мельник і Т.Г. Головатий) дає змогу повністю зняти репресію на пласт аж до створення технологічно допустимої депресії і викликати рух ванни в зоні прихвату, що інтенсифікує її проникнення в пласт і розмиває фільтраційну кірку або обвалену гірську породу.

За своїм позитивним ефектом цей метод переважає відомий метод U-труб. Він є безпечнішим для попередження викидів, оскільки створення депресії тут короточасне і чергується із відновленням репресії на пласт такої величини, яка може бути обмежена тільки величиною тисків виникнення поглинання або гідророзриву.

Суть методу полягає у такому.

Розрахований об'єм ванни і буферної рідини закачують у бурильну колону і протискують у зону прихвату. Як протискувальну рідину використовують розчин і легку рідину, густина якої менша за густину розчину (наприклад, воду).

Після протискування ванни в затрубний простір її протискують дещо вище, щоб з максимальним зниженням рівня рідини в затрубному просторі в процесі формування пачки газу верхня межа ванни знаходилася на 50 м вище верхньої межі зони прихвату. Внутрішній простір колони труб з'єднують із атмосферою і на гирлі свердловини в затрубному просторі утвориться пачка газу. У разі необхідності для цього може бути використаний компресор, який під'єднується до затрубного простору. При цьому тиск у зоні прихвату зменшуватиметься.

Рідину з колони бурильних труб відбирають у стаціонарний мірник або мірник ЦА до того моменту, поки в колоні залишиться порція легкої рідини певної висоти. Це забезпечує створення в зоні прихвату технологічно допустимої депресії.

Після цього свердловину герметизують і нагнітанням у колону труб заданого об'єму рідини переміщують ванну вгору, стискаючи пачку газу на гирлі. Тиск газу на гирлі свердловини визначають з умови максимізації репресії в зоні прихвату з урахуванням попередження поглинань або гідророзриву порід у відкритому стовбурі.

Під час реалізації методу розрахований стовп легкої рідини можна закачати в колону труб у першу чергу, а стискувати пачку газу можна шляхом закачування бурового розчину в колону у другу чергу. При цьому контроль закачаної у бурильну колону і відібраної рідини проводять відомими об'ємними методами.

Вищеописані операції повторюють потрібну кількість разів до ліквідації прихвату, після чого ванну вимивають із свердловини і піднімають бурильну колону.

На рис. 8.86 показано схему розміщення рідин і пачки газу у свердловині для реалізації зазначеного методу.

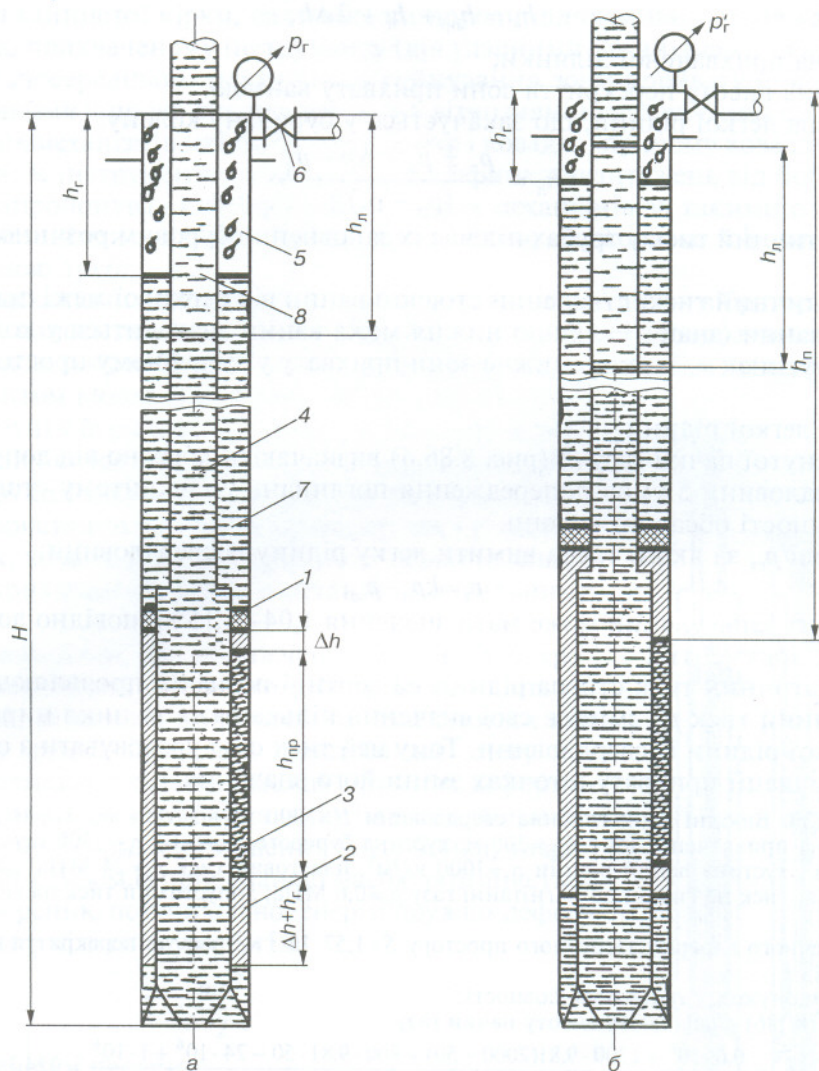


Рис. 8.86. Схема розміщення рідин і пачки газу у свердловині при створенні у зоні прихвату технологічно допустимих депресії (а) та репресії (б):

1 — буферна рідина; 2 — ванна; 3 — зона прихвату; 4 — бурильні труби; 5 — пачка газу;
б — засувка противикидної арматури (превентор);
7 — буровий розчин

Висота пачки газу, що утворюється у затрубному просторі внаслідок зниження рівня бурового розчину (рис. 8.86,а):

$$h_r = \frac{p_p^3 + p_b^3 - p_n + \Delta p}{\rho_p g}, \quad (8.186)$$

де p_p^3 — гідростатичний тиск, створений стовпом бурового розчину в затрубному просторі від гирла свердловини до рівня ванни у затрубному просторі;

p_b^3 — гідростатичний тиск стовпа ванни, що знаходиться над зоною прихвату в затрубному просторі;

p_n — пластовий тиск;

Δp — величина технологічно допустимої депресії, яку треба створити в зоні прихвату;

ρ_p — густина бурового розчину.

Висота стовпа ванни, достатня для перекриття зони прихвату під час виконання всіх операцій:

$$h_b = h_{пр} + h_r + 2 \Delta h, \quad (8.187)$$

де $h_{пр}$ — довжина прихваченої ділянки;

Δh — необхідна висота перекриття зони прихвату ванною.

Висота стовпа легкої рідини, що закачується у бурильну колонну:

$$h_l = \frac{p_p \pm p_b + \Delta p - p_n}{(\rho_p - \rho_l)g}, \quad (8.188)$$

де p_p — гідростатичний тиск у трубах під час їх заповнення буровим розчином до нижнього рівня ванни;

p_b — гідростатичний тиск, створений стовпом ванни від верхньої межі прихвату до нижнього рівня ванни (знак «+», якщо нижня межа ванни знаходиться у колоні труб вище зони прихвату; знак «-», якщо нижче зони прихвату у затрубному просторі або у колоні труб);

ρ_l — густина легкої рідини.

Висоту стиснутої пачки газу h'_r (рис. 8.86,б) визначають залежно від допустимого тиску p'_r на гирлі свердловини з умов попередження поглинань у відкритому стовбурі або порушення герметичності обсадної колоні.

Тиск на гирлі p_r , за якого треба вимити легку рідину із свердловини:

$$p_r = k p_n - p_{гс}, \quad (8.189)$$

де k — коефіцієнт запасу, який може мати значення 1,04—1,15 відповідно до вимог чинних нормативних документів;

$p_{гс}$ — гідростатичний тиск стовпа рідини на верхній позначці проявляючого пласта.

Гідростатичний тиск $p_{гс}$ змінює свої значення кілька разів за цикл циркуляції під час вимивання легкої рідини із свердловини. Тому цей тиск слід урахувувати з огляду на конкретні умови ліквідації прихвату в точках зміни його значення.

Приклад 8.30. Вихідні дані: глибина свердловини $H=3000$ м; відстань від гирла до зони прихвату $h_n=2000$ м; довжина прихваченої зони $h_{пр}=300$ м; густина бурового розчину $\rho_p=1300$ кг/м³; густина рідини ванни $\rho_b=800$ кг/м³; густина легкої рідини $\rho_l=1000$ кг/м³; пластовий тиск $p_n=24$ МПа; допустима депресія на пласт $\Delta p=1$ МПа; тиск на гирлі при нагнітанні газу $p_r=0,6$ МПа; допустимий тиск на гирлі при стисканні газу $p'_r=6$ МПа.

Площа поперечного перерізу затрубного простору $S=1,57 \cdot 10^{-2}$ м²; висота перекриття ванною зони прихвату $\Delta h=50$ м.

Розрахунок виконують у такій послідовності.

За формулою (8.186) визначають висоту пачки газу

$$h_r = \frac{0,6 \cdot 10^6 + 1300 \cdot 9,81(2000 - 50) + 800 \cdot 9,81 \cdot 50 - 24 \cdot 10^6 + 1 \cdot 10^6}{1300 \cdot 9,81} = 224,3 \text{ м}$$

та приймають її рівною $h_r=225$ м.

Об'єм ванни з урахуванням формули (8.187)

$$V_b = S h_b = 1,57 \cdot 10^{-2} (300 + 2 \cdot 50 + 225) = 9,8 \text{ м}^3.$$

За формулою (8.188) визначають висоту стовпа легкої рідини, що нагнітається в бурильну колонну:

$$h_l = \frac{1300 \cdot 9,81 (2000 + 625 - 50) - 800 \cdot 9,81 (625 - 50) + 1 \cdot 10^6 - 24 \cdot 10^6}{(1300 - 1000) 9,81} = 1810 \text{ м}.$$

Висота стиснутої пачки газу

$$h'_r = h_r \frac{p_r}{p'_r} = 225 \frac{0,6 \cdot 10^6}{6 \cdot 10^6} = 22,5 \text{ м}.$$

Тиск на верхній межі прихвату після закачування пачки газу

$$p_l = p_r - \Delta p = 24 - 1 = 23 \text{ МПа}.$$

Тиск на верхній межі прихвату після стиснення пачки газу

$$p_2 = p'_r + \rho_p g (h_n - h_r - \Delta h) + \rho_b g (h_r - h'_r + \Delta h) = 6 \cdot 10^6 + 1300 \cdot 9,81 (2000 - 225 - 50) + 800 \cdot 9,81 (225 - 22,5 + 50) = 30 \cdot 10^6 \text{ Па} = 30 \text{ МПа}.$$

Амплітуда зміни тиску при реалізації технології ліквідації прихвату

$$\Delta p_n = p_2 - p_l = 30 - 23 = 7 \text{ МПа}.$$

Механічні способи ліквідації прихватів охоплюють застосування ударних механізмів, торпед, оббурювання інструменту та звільнення його частинами. Суть цих способів зводиться до руйнування глинистої кірки, сальника чи породи шляхом нанесення ударно-хвильових навантажень по прихваченому інструменту (дія ударними механізмами та вибухами торпед) або шляхом безпосереднього механічного руйнування зони прихвату (оббурювання).

Ударні механізми широко використовують у вітчизняній та зарубіжній практиках. Усі конструкції ударних механізмів мають містити бойок і ковадло, причому ковадло жорстко зв'язане з прихваченим інструментом для передачі ударних навантажень від бойка.

В.Г.Ясов запропонував класифікацію ударних механізмів за такими ознаками:

1) ударні механізми з вільним бойком та з бойком, що жорстко зв'язаний з приєднаною масою — колоною труб;

2) ударні механізми разової дії — яси та безперервної дії — вібратори. За допомогою перших можна наносити удари, виконуючи щоразу зарядку ударного механізму.

За принципом роботи ударні механізми безперервної дії подібні до відбійного молотка;

3) за варіантом виконання ударні механізми розрізняють на вмонтовані у бурильну колону і звичайні, що потребують додаткових спуско-піднімальних і ловильних робіт. Сучасні конструкції ударних механізмів забезпечують можливість їх використання як у вмонтованому, так і у звичайному варіантах, хоча за рубежом прийнято перші називати роторними (бурильними) ясами, а останні — ловильними ясами;

4) ударні механізми, які забезпечені замковим пристроєм, та ударні механізми, що такого пристрою не мають.

Як правило, замковим пристроєм забезпечуються яси із приєднаною масою. Замковий пристрій дає змогу позовжньо деформувати колону в межах пружних деформацій при заданому положенні бойка, а потім різко звільняти бойок, який у кінці свого переміщення (ходу бойка) ударає по ковадлу. Бойок разом із приєднаною масою розганяється завдяки перетворенню потенціальної енергії пружно-деформованої колони у кінетичну енергію

$$E = \frac{mv^2}{2},$$

де m — маса ударної частини;

v — швидкість удару.

Оскільки швидкість удару входить у рівняння другого степеня, то її вплив на роботу ударного механізму можна вважати досить значним. У зв'язку із цим ударні механізми без замкового пристрою, швидкість удару яких визначається швидкістю піднімання ударної маси буровою лебідкою, набагато поступаються ефективністю перед ясами із замковим пристроєм і практично вийшли з ужитку.

Відповідно до поданої класифікації нижче наведено деякі конструкції ударних механізмів як вітчизняного, так і зарубіжного виробництва.

Ударний механізм із вільним бойком разової дії. Відома практична конструкція азотного яса, розробленого у США (рис. 8.87).

Принцип його роботи такий. Азот, стиснутий до 7 МПа, нагнітається у камеру високого тиску, в якій розміщено

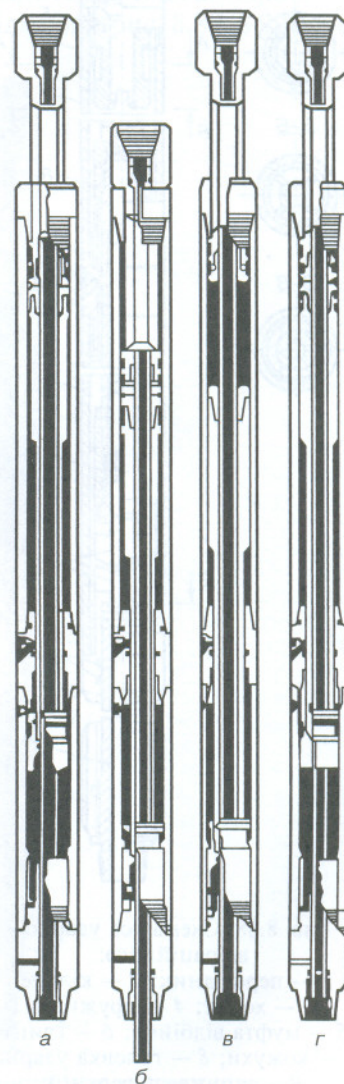


Рис. 8.87. Схема дії азотного яса:
а — спускання яса і циркуляція;
б — зарядження; в — зупинка;
г — момент нанесення удару

плаваючий поршень-бойок. Якщо зменшити натяг колони бурильних труб, то газ у камері стискується поршнем-бойком до 19 МПа. При цьому накопичується енергія, яка вивільнюється у тому разі, коли поршень-бойок отримує можливість рухатися вгору. Щоб використати це джерело енергії, потрібно закріпити поршень-бойок у нижньому положенні з таким розрахунком, щоб він міг рухатися незалежно від колони бурильних труб. Це досягається за допомогою поршня запізнювання, що керується перепускним клапаном. У цей час поршень-бойок знаходиться під тиском і утримується тільки рідиною, що перетікає навколо поршня. Коли поршень запізнювання входить у камеру розрідження, поршень-бойок миттєво звільнюється від напору, що створюється рідиною, і, піднімаючись із високою швидкістю, вдарає по ковадлу. Ударний імпульс передається прихваченому інструменту.

Ударні механізми із вільним бойком багаторазової дії.

Існує велика кількість практичних конструкцій гідро- та пневмовібраторів. Оскільки робочим агентом для приводу в дію бойка таких механізмів є буровий розчин свердловини, а система перепускних клапанів або золотникових пристроїв може відмовити у роботі вже навіть через тиксотропні властивості деяких типів бурових розчинів, не говорячи про недосконалий з цих позицій ступінь очистки розчину від вибуреної породи і шлам, то ці типи ударних механізмів не знайшли широкого застосування для ліквідації прихватів у глибокому бурінні на нафту і газ.

З цієї причини у бурінні нафтових і газових свердловин ще зовсім недостатньо вивчено вплив на ліквідацію прихватів такого явища, як вібрація колони труб. Однією з головних умов успішного застосування вібраторів для ліквідації прихватів бурильного інструменту є необхідність настроювання частоти ударів бойка у резонанс із власною частотою прихваченого інструменту. Ця умова потребує або створення вібратора із широким спектром частот, або додаткової спеціальної апаратури для підстроювання частоти віброударника у резонанс із частотою прихваченої колони. При цьому ще й слід ізолювати вплив колони труб, розміщених над вібратором, на власну частоту прихваченої частини колони. Дослідження, виконані О.В.Деміховим і А.К.Самотоем, свідчать про перспективність цього методу ліквідації прихватів.

Ударні механізми багаторазової дії з приєднаною до бойка масою. Одна з таких конструкцій, яку використовували для ліквідації прихватів під час буріння нафтових і газових свердловин, відома під назвою ударно-вібраційного яса (рис. 8.88).

Яс дає змогу збивати прихвачений інструмент униз швидким опусканням вищерозміщеної колони труб. Удари при цьому наносить боек 14 по ковадлу 16. Вібрацію створюють натягуванням колони і прокручуванням її ротором управо. При цьому взаємодіють між собою косі поверхні наконечників 12. Кулачки наконечників, то припіднімаючись, то зіскакуючи, створюють ударні навантаження, які можуть бути підсилені додатковою масою ОБТ над ударним механізмом. Відбійна муфта 5, пружина 4 і ударна головка 8 з кулачками утворюють пристрій передачі крутного моменту під час з'єднання з прихваченим інструментом та створення вібрацій.

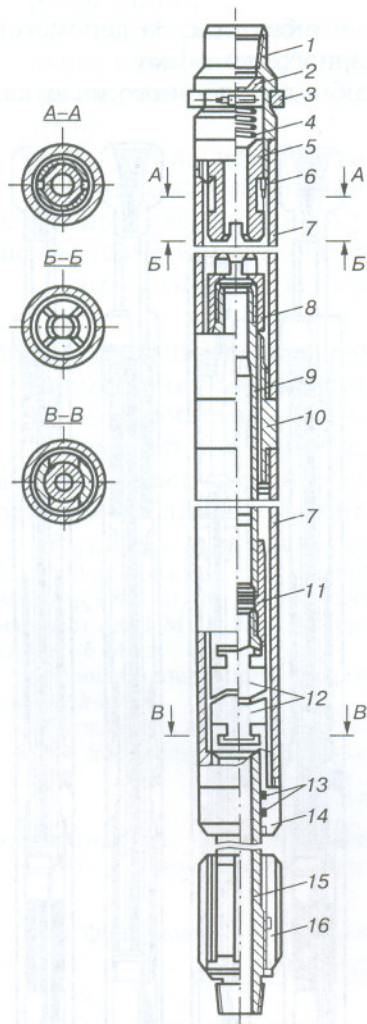


Рис. 8.88. Схема яса ударно-вібраційного:

- 1 — перехідник; 2 — кільце;
- 3 — хомут; 4 — пружина;
- 5 — муфта відбійна; 6 — гвинт;
- 7 — кожухи; 8 — головка ударна;
- 9 — шпindel верхній;
- 10 — муфта з'єднувальна;
- 11 — муфта; 12 — наконечник;
- 13 — ущільнення; 14 — боек;
- 15 — шпindel; 16 — ковадло

Отже, ця конструкція є прикладом комбінованого ударного механізму, що містить як нижнього бою без замкового пристрою та вібратор кулачкового типу.

Ударні яси із замковим пристроєм. Це найчисленніша група ударних механізмів, які використовують для ліквідації прихватів у процесі буріння нафтових і газових свердловин. Ці механізми складаються із трьох основних елементів: бойка, ковадла і замкового пристрою. Конструктивне виконання бойка та ковадла ідентичне для всіх типів ударних механізмів. Бойок має бути жорстко зв'язаний із рухомою частиною ударного механізму, що з'єднана з колоною труб, на якій яси спускають у свердловину. Ковадло виконане на нерухомій частині, яка з'єднується з прихваченим інструментом. Різниця в конструкціях ударних механізмів визначається тільки типом замкової пари.

Розроблені ударні механізми із замком гідравлічного типу, виконаного у вигляді поршня-циліндра (наприклад, гідравлічний ударний механізм ГУМ); із замком конусно-фрикційного типу (механічні яси, збудник пружних коливань ВУК); із замком бокового зчеплення та ін.

Найбільш надійними і простими в роботі є ударні механізми із замковою парою гідравлічного типу в герметизованій камері, заповненій робочою рідиною (рис. 8.89, 8.90). Такі ударні механізми створені у ряді зарубіжних країн.

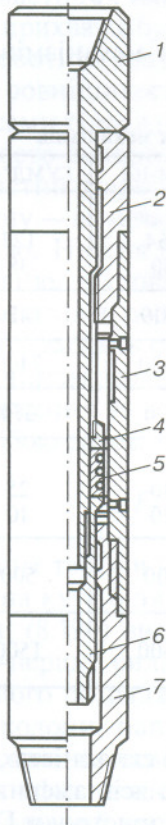


Рис. 8.89. Схема гідравлічного ударного механізму ГУМ:

- 1 — шпindel; 2 — перехідник;
- 3 — циліндр; 4 — бойок; 5 — поршень;
- 6 — шток; 7 — нижній перехідник

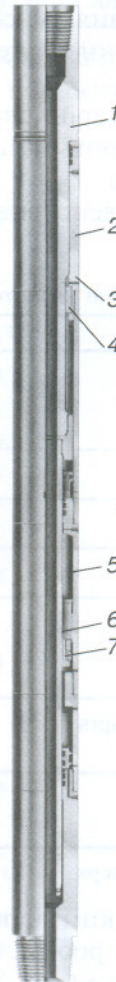


Рис. 8.90. Гідравлічний ударний механізм фірми «Houston Engineers, inc.» (США):

- 1 — рухома група; 2 — нерухома група; 3 — ковадло;
- 4 — бойок; 5 — камера розрядки; 6 — камера зарядки;
- 7 — поршень із кільцями

У вітчизняній практиці для ліквідації прихватів застосовують гідравлічні ударні механізми ГУМ конструкції ВНДІБТ.

Ударний механізм ГУМ призначено для ліквідації прихватів бурильного інструменту і обсадних колон шляхом нанесення ударів, спрямованих знизу вгору або зверху донизу залежно від способу складання механізму.

Шток ГУМа має поршень із кільцями, які переміщуються в двох камерах різного поперечного перерізу, заповнених робочою рідиною і гідравлічно з'єднаних між собою. Конструктивно кільця в поршні виконані так, що під час його руху в камері меншого поперечного перерізу робоча рідина перетікає через щілинний зазор у кільцях з дуже великим гідравлічним опором. Швидкість руху поршня при цьому буде невеликою, що дає змогу вибрати за допомогою лебідки бурової установки потрібну силу натягу аварійної компоновки.

Через деякий час поршень входить у камеру з площею поперечного перерізу, більшою від такої площі першої камери у 200 разів завдяки виконанам на стінках корпусу поздовжнім пазам. Унаслідок цього робоча рідина вільно перетікає з однієї камери в іншу і ударна частина поршня з великою швидкістю переміщується до ковадла і завдає удару.

Удар можна наносити при силі розрядження замкового пристрою від 200 до 800 кН. Для нанесення повторного удару аварійну компоновку розвантажують на 10—20 кН. При цьому поршень переганяє масло по кільцевих зазорах у надпоршневу частину і заходить у камеру малого поперечного перерізу, чим і здійснюється зарядження замка. Гідравлічний опір тут незначний.

Для здійснення ударів, спрямованих донизу, ГУМ розбирають, корпус разом із поршнем та бойком повертають на 180° і знову складають. Як робочу рідину замкового пристрою використовують масло.

У табл. 8.57 наведено специфікацію гідравлічних ударних механізмів, що випускає ВНДІБТ.

Таблиця 8.57

Технічні характеристики російських гідравлічних ударних механізмів

Параметр	ГУМ-90	ГУМ-115	ГУМ-127	ГУМ-162	ГУМД*-127	ГУМД*-195
Діаметр, мм: зовнішній внутрішній	91 24	115 25	127 38	164 50	127 38	195 71
Довжина, мм	2755	2354	2905	2319	4420	5530
Максимальний удар, кН	1250	2050	250	3500	2400	5200
Маса, кг	115	140	240	300	370	950
Крутний момент, кН·м: правий, не більше лівий, не більше	10 —	26 —	30 —	40 20	25 10	50 30
Мінімальна кількість ударів на відмову, не менше	500	350	500	500	500	350
Середній ресурс роботи до списання, год	1500	100	1500	1500	1500	1500

* Подвійний удар «уверх—униз».

Зарубіжні конструкції гідравлічних ясів відзначаються своєю складністю, але і надійністю та довговічністю в роботі. Конструкція замкового пристрою ясів американської фірми «Houston Engineers, inc.» (рис. 8.90) по суті однакова із замковим пристроєм ГУМ російського виробництва.

Яс отримав такі удосконалення:

забезпеченість двома парами замкових пристроїв, що дає змогу завдавати селективних ударів «уверх—униз» залежно від особливостей прихвату;

забезпеченість баротермокомпенсаторами тиску масла всередині робочих камер, які надійно захищають внутрішню порожнину від проникнення бурового розчину.

Технічну характеристику ясів фірми «Houston Engineers, inc.» наведено у табл. 8.58.

Таблиця 8.58

Технічна характеристика гідравлічних ясів фірми «Houston Engineers, inc.»

Параметр	Зовнішній діаметр, мм		
	121	159/165	203
Внутрішній діаметр, мм	38	57	71
Довжина, м	4,23	4,48	4,54
Хід бойка, мм	178	203	203
Повне мінімальне розтягувальне навантаження, кН	25	33	37
Максимальне розтягувальне навантаження, кН	270	365	419
Максимальний крутний момент, кН·м	18	46	109
Маса, кг	270	500	820

Відомі ударні механізми із замком гідравлічного типу, робочою рідиною якого служить буровий розчин, що безперешкодно надходить у внутрішню порожнину із затрубного простору. Такі ударні механізми входять до складу комплекту випробувача пластів. Їх звичайно не використовують для ліквідації важких прихватів бурильного інструменту через низьку надійність у роботі та значну залежність від термобаричних характеристик зовнішнього середовища.

Разом із ясами гідравлічного типу на бурових підприємствах досить часто використовують механічні яси.

Самий простий ударний механізм із замковим пристроєм механічного типу — яс механічний ЯМ, замок якого створений конусною парою. Нижня частина штока яса (рис. 8.91) має конусну поверхню, відповідну конусній поверхні нижнього перехідника. Внаслідок розвантаження аварійної компоновки конусні поверхні входять одна в одну і заклинюються, здійснюючи таким чином зарядку замка.

Сила зарядження F_1 замка та сила його розрядження F_2 зв'язані між собою залежністю

$$F_2 = F_1 \frac{f - \operatorname{tg} \alpha}{f + \operatorname{tg} \alpha}, \quad (8.190)$$

де f — коефіцієнт тертя в конусній парі;

α — половина кута біля вершини конуса.

Із формули (8.190) видно недоліки цього типу ударного механізму. По-перше, сила зарядження замка завжди більша, ніж сила його розрядження. За потреби зробити удар із силою натягу колони, наприклад, 500 кН, замок слід зарядити розвантаженням компоновки вагою 550—650 кН, що значно знижує ефективність удару на зону прихвату, якщо останній спричинений заклинюванням інструменту в жолобі або у звуженій частині стовбура свердловини. По-друге, сила розрядження замка залежить ще від коефіцієнта тертя в конусній парі. Шлам, що потрапляє у внутрішню порожнину ударного механізму, може призвести до значного збільшення

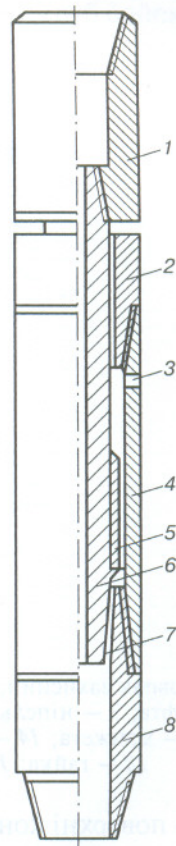


Рис. 8.91. Схема яса механічного:
1 — перехідник; 2 — упор;
3 — отвір; 4 — корпус; 5 — боек;
6 — шток; 7 — конусна поверхня;
8 — нижній перехідник

коефіцієнта тертя. При $f \geq \operatorname{tg} \alpha$ конусна пара не роз'єднується. Такі випадки мають місце, що значно ускладнює аварії.

Технічні характеристики механічних ясів, що випускають одиночними партіями на бурових підприємствах України (за даними І.П. Пустовойтенка) наведено у табл. 8.59.

Таблиця 8.59

Технічні характеристики механічних ясів

Параметр	ЯМ-127	ЯМ-172	ЯМ-240
Зовнішній діаметр, мм	127	175	240
Довжина, мм	1500—2200	1850—2500	2000—3000
Сила удару, кН	100—500	200—700	400—800
Маса, кг	105—145	190—240	360—420

Ці недоліки усунуті в конструкції ударного механізму, створеного в «НИИмеханики» Московського державного університету, — збудника пружних коливань ВУК (рис. 8.92).

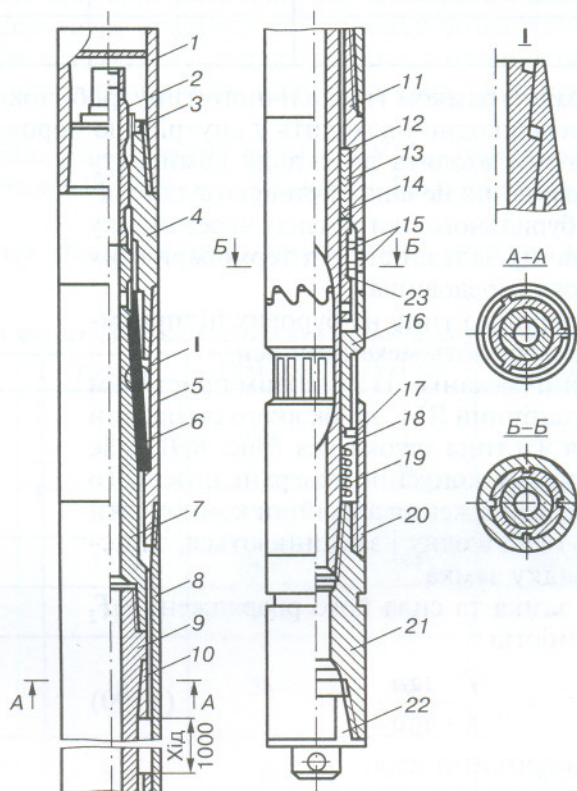


Рис. 8.92. Схема ударного механізму ВУК:

- 1 — ковпак захисний; 2 — гвинт регулювальний; 3 — контргайка; 4 — перехідник; 5 — корпусна втулка; 6 — муфта; 7 — ніпель; 8 — корпусний патрубок; 9 — шток; 10 — бойок; 11 — втулка; 12 — кільце упорне; 13 — манжета; 14 — кільце натискне; 15 — гвинт; 16 — напівмуфта кулачкова рухома; 17 — штифт; 18 — гайка; 19 — пружина; 20 — гільза; 21 — перехідник верхній; 22 — пробка захисна; 23 — гайка манжети

На поверхні конусної пари замка виконано спеціальну різьбу, а тому його зарядку здійснюють поворотом аварійної компоновки вправо після введення ніпеля в муфту конусної пари на певну довжину. Довжину скручування пари визначають на поверхні перед спуском ВУК у свердловину за допомогою гвинта. Регулюванням довжини скручування досягається зміна сили розрядження замка від 0 до 1000 кН.

Технічні характеристики ВУК наведено у табл. 8.60.

Технічні характеристики збудника пружних коливань типу ВУК

Параметр	ВУК-170	ВУК-210
Діаметр, мм: зовнішній внутрішній	170 55	210 75
Довжина, м	3	3,3
Хід бойка, мм	800	1000
Діапазон регулювання сили розрядження замкової пари, кН	0—800	0—1000
Частота створюваних імпульсів за 1 хв	1	1
Приєднувальна різьба	3-147	3-171

Збудник пружних коливань — це універсальний ударний механізм, який можна використовувати в ударному та в імпульсно-хвильовому режимах залежно від конструкції аварійної компоновки. Його недолік — залежність сили розрядження від крутного моменту, що іноді призводить до його заклинювання.

У «ВНИИКРнефть» розроблено пристрій для ліквідації прихвату УЛП, замкова пара якого утворена зубчастими виступами на штоці та корпусі, які зчеплюються між собою при прикладанні до штока крутного моменту (рис. 8.93). Після натягу аварійної компоновки зубчасті виступи виходять із зачеплення і внаслідок скорочення колони труб бойок цього ударного механізму наносить удар по ковадлу.

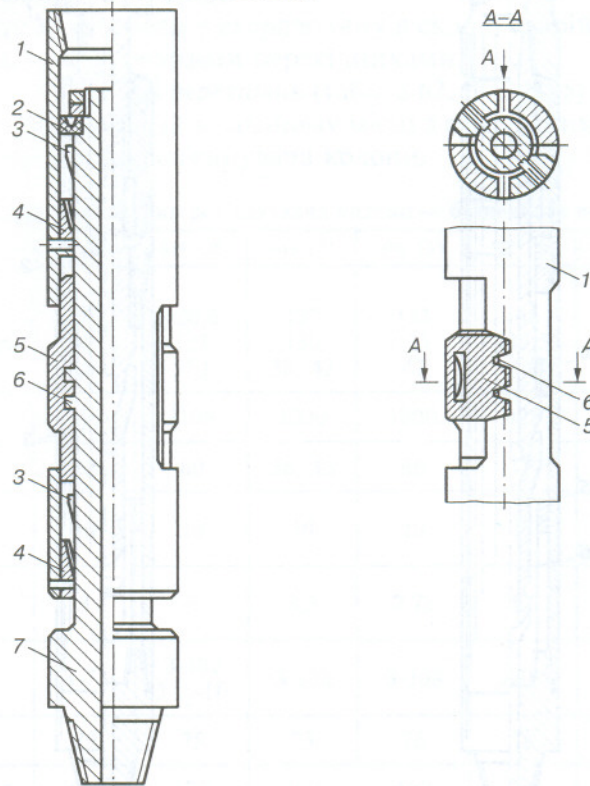


Рис. 8.93. Схема ударного механізму УЛП-190-1:

1 — корпус; 2 — манжета; 3 — конус; 4 — запобіжне кільце; 5 — зубці корпусу;
6 — зубці штока; 7 — шток

УЛП (технічна характеристика наведена нижче) вигідно відрізняється простотою у виготовленні та роботі. Його можна включати до складу КНБК для буріння свердловин.

Силу розрядження замка легко регулюють із поверхні закручуванням бурильної колони на певний кут. Недолік УЛП — недовговічність роботи. Звичайно після 100 ударів механізм піднімають із свердловини для перевірки стану робочої поверхні замка.

Технічна характеристика ударного механізму УЛП-190-1

Діаметр, мм:	
зовнішній	178
внутрішній	56
Розтягувальне статичне навантаження, кН, не більше	1500
Ударне навантаження, кН, не більше	2500
Довжина, мм	1510

Відомі конструкції ударних механізмів, у яких силовим елементом замкової пари є цангова втулка. Пелюстки цанги виходять із взаємодії зі штоком з досягненням певної сили поздовжньої деформації колони труб. Серйозний недолік таких конструкцій — неможливість регулювання сили розрядження замка.

На кафедрі буріння Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ) було удосконалено конструкцію ударного механізму з цанговою замковою парою, проте стендові випробування цангової пари показали її недостатню роботоздатність за високих сил розрядження. Схему ударного механізму з особливостями конструкції для ліквідації прихватів показано на рис. 8.94, технічну характеристику наведено в табл. 8.61.

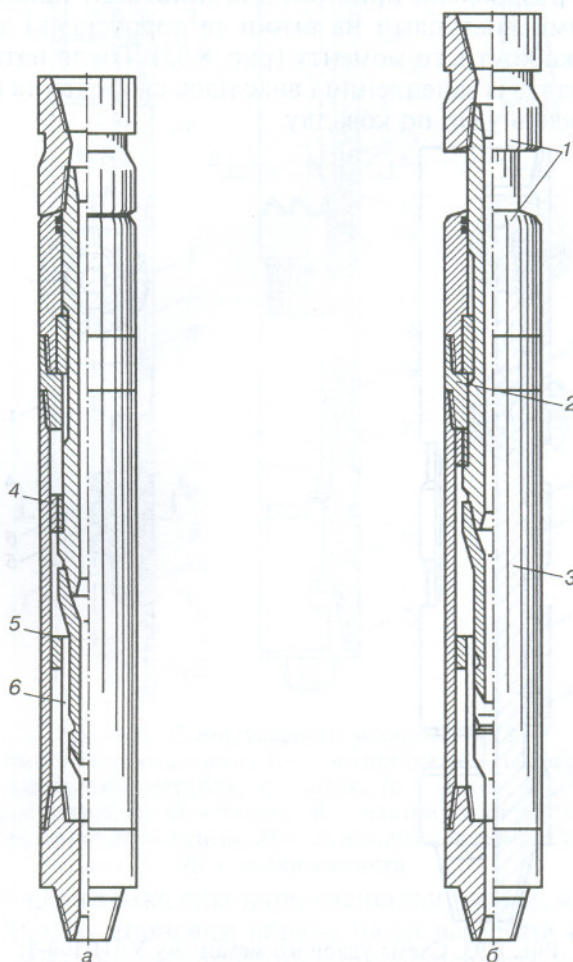


Рис. 8.94. Схема ударного механізму для ліквідації прихватів:

a — вихідне положення; *б* — положення в момент нанесення удару;

1 — поверхня передачі осьового навантаження; *2* — ковадло; *3* — корпус; *4* — бойок; *5* — рухомі гайки замкового пристрою для регулювання сили удару; *6* — цанга

Технічні характеристики ударного механізму з цанговою замковою парою

Показник	ЯВ-172	ЯВ-108
Діаметр, мм: зовнішній внутрішній	172 55	108 25
Довжина у вихідному положенні, м	6	2,5
Хід штока, мм	300—1000	100
Сила розрядки замкової пари, кН	200—600	100—300
Допустиме осьове навантаження, кН	1800	500

Численні пошуки конструктивного рішення замкового пристрою обумовлені необхідністю розрядки ударного механізму при значному осьовому зусиллі деформації колони труб для отримання сильних ударів. А.К. Самотой і В.Н. Панов силу розрядки замка прийняли за критерій роботоздатності і енергетичних можливостей ударних механізмів, що визначило один із напрямів у питанні створення досконалих конструкцій цих механізмів. Інший напрям удосконалення конструкцій ударних механізмів пов'язаний з оптимізацією умов їх роботи, яка забезпечується вибором у конкретній аварійній ситуації певних значень конструктивних і технологічних параметрів. До таких параметрів зараховують місцеположення ударного механізму, силу розрядження замкової пари, довжину вільного ходу бойка і масу (довжину) ОБТ в аварійній компоновці.

Ударні механізми треба спускати у свердловину в складі аварійної компоновки разом із роз'єднувачами колони, або безпечними перехідниками.

Роз'єднувач колони — безпечний перехідник (табл. 8.62, рис. 8.95) призначений для роз'єднання від прихваченого інструменту в заданому місці з подальшим приєднанням аварійної компоновки до ловильної різьби роз'єднувача колони.

Таблиця 8.62

Технічні характеристики роз'єднувача колони — безпечного перехідника

Показник	РК 90	БП 120	БП 127	РК 133	РК 146	БП 165	БП 178	БП 203
Діаметр, мм: зовнішній за поясками над різьбами внутрішній	89 92 18	120,6 123 57,1	127 130 30; 42	133 133 42	146 149,5 42	65,1 165,1 57,1	178 181 41; 60	203 203 61; 71
Довжина, мм	750	1108	1000	1000	925	1140	960	1175
Діаметр кулі, мм	22	60	36; 46	46	48	61,9	48; 67	67; 75
Перепад тиску на кулі, МПа	10	10	10	10	13	10	13,5	10
Крутний момент на роз'єднувачі, кН·м	3	5	3,5	2,75	4,5	8	4,5	10
Приєднувальні різьби (праві)	3-73	3-102 3 1/2-IF	3-108	3-108	3-121	3-133 4 1/2-IF	3-147	3-152 6 1/2 Reg
Маса, кг	29	75	75	76	78	150	125	220
Час роботи до відмови, год	100	120	100	100	100	100	100	100
Середній ресурс, год	400	500	500	500	500	500	500	500
Середній ресурс за кількістю роз'єднань	5	5	5	5	5	5	6	6

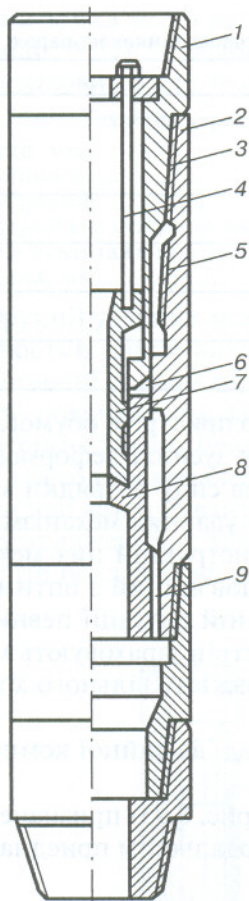


Рис. 8.95. Схема роз'єднувача колони — безпечного перехідника

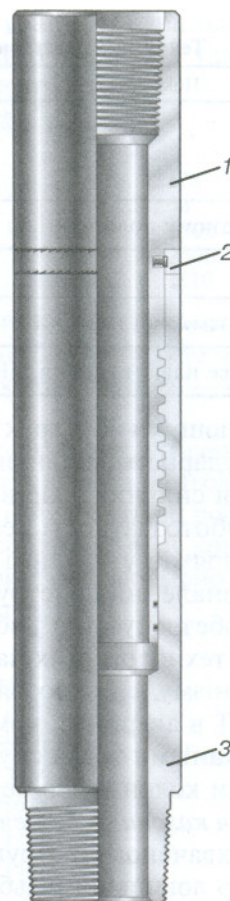


Рис. 8.96. Безпечний перехідник фірми «Baker Oil Tools» (США)

Роз'єднувач колони використовують у складі КНБК, де цей пристрій виконує функції звичайного перехідника. Осьове навантаження і крутний момент передаються від ніпеля 1 до корпусу 2 через поздовжні шліці 9 і торцеві зуби 6 (рис. 8.95).

Для роз'єднання бурильної колони в труби опускають кулю, яка перекриває канал у втулці 7. Під дією надлишкового тиску розриваються болти 4. Муфта 8 переміщується вниз, звільнюючи зачеплення. Фіксація лівої різьби 3 знімається, і по ній правим обертанням здійснюється роз'єднання колони.

У залишеній в свердловині частині роз'єднувача колони передбачена права муфтова різьба 5 для приєднання ловильного інструменту.

Переваги роз'єднувача колони:

- роз'єднання колони правим обертанням в раніше заданому місці;
- простота конструкції і надійність роботи;
- можливість застосування на довільних глибинах у складних умовах.

Розробку і випуск роз'єднувача колони — безпечного перехідника здійснює ВНДІБТ.

Заслуговує на увагу дещо простіша конструкція безпечного перехідника американської фірми «Baker Oil Tools» (рис. 8.96), основні конструктивні розміри якого наведено в табл. 8.63. Конструкція цього перехідника складається із трьох основних деталей: з'єднувальної головки 1, нижнього перехідника 3 і кільця тертя 2, яке дає змогу розвивати крутний момент на роз'єднання величиною всього 25% від крутного з'єднувального моменту. Роз'єднання відбувається обертанням колони вліво.

Технічні характеристики безпечних перехідників фірми «Baker Oil Tools» (США)

Діаметр інструменту, мм		Різьбове з'єднання	Діаметр інструменту, мм		Різьбове з'єднання
зовнішній	внутрішній		зовнішній	внутрішній	
55,56	15,88	1 1/4 Reg	114,30	76,20	3 1/2 EUE
50,80	33,34	1 1/2 MT	117,48	67,91	3 1/2 API FH
46,04	15,88	1 13/16 FJ	120,65	68,26	3 1/2 API IF
63,50	25,40	2 3/8 FJ	133,35	71,44	4 API FH
77,79	50,80	2 3/8 EUE	152,40	82,55	4 1/2 XH
79,38	25,40	2 3/8 Reg	146,05	76,20	4 1/2 API FH
92,08	31,75	2 3/8 API IF	161,93	95,25	4 1/2 API IF
92,87	61,91	2 7/8 EUE	168,10	95,25	4 1/2 API IF
95,25	31,75	2 7/8 API Reg	171,45	69,85	5 1/2 API Reg
104,65	53,98	2 7/8 API IF	203,20	88,90	6 5/8 API Reg
114,30	38,10	3 1/2 API Reg	228,60	101,60	7 5/8 API Reg

Для запобігання дії ударних навантажень на аварійну колону бурових труб ударні перехідники встановлюють між буровими трубами та ОБТ, розміщеними над ясом. Такий перехідник американської фірми «Houston Engineers, inc.» показано на рис. 8.97. Збільшений хід штока перехідника дає змогу наносити удари вниз по прихваченому інструменту корпусом перехідника та роз'єднувати переміщення ОБТ і бурових труб під час нанесення ударів угору ясом.

Це дає змогу дещо збільшити швидкість руху ОБТ угору, які після початкового розгону аварійною колоною нею вже більше не гальмуються.

Зарубіжні фірми використовують разом з ясами ще один пристрій — акселератор, або підсилювач бурового яса.

Акселератор ставлять вище за ОБТ, розміщені над ясом. При натягуванні аварійної колони він накопичує енергію внаслідок стискання пружин та інертного газу, а потім, коли роз'єднується замкова пара яса, розганяє за рахунок цієї енергії ОБТ. Вільний хід штока акселератора має бути не меншим за хід бойка яса. Завдяки цьому, а також додатковій енергії, наданій ОБТ для розгону, швидкість ОБТ значно вища, ніж коли б вони розганялися внаслідок скорочення аварійної колони бурових труб. За даними фірми «Houston Engineers, inc.», сила удару з акселератором удвічі більша за силу удару без нього.

Незважаючи на всі ці вдосконалення, результативність застосування ударних механізмів як за кордоном, так і в Україні невисока. Так, по буровому управлінню «Укрбургаз» за 1991—1998 рр. результативність ударних механізмів при ліквідації прихватів становила 20%. За даними А.К. Самотоя, приблизно така сама ситуація щодо використання ударних механізмів у 1980-х рр. була і за рубежом.

Альтернативні буровим ясам пристрої ліквідації прихватів відомі під назвою глибинних домкратів.



Рис. 8.97. Ударний перехідник

На рис. 8.98 показано схему механічного домкрата, розробленого «УкрНДІгаз». Його опускають на колоні бурильних труб разом із ловильним інструментом і з'єднують відомим способом з прихваченою частиною колони. Далі натягують бурильну колону, внаслідок чого гільза, що взаємодіє із клиноподібними плашками та гайкою, переміщується вгору. При цьому звільнюються клиноподібні плашки, які під дією пружин надійно забезпечують зчеплення глибинного домкрата зі стінками експлуатаційної колони. Одночасно гайка звільнюється від фіксації з гвинтом. Обертанням колони бурильних труб створюють тягове зусилля, що виникає в різьбі пари «гайка—гвинт». Тягове зусилля, що розвиває домкрат, досягає 1000 кН.

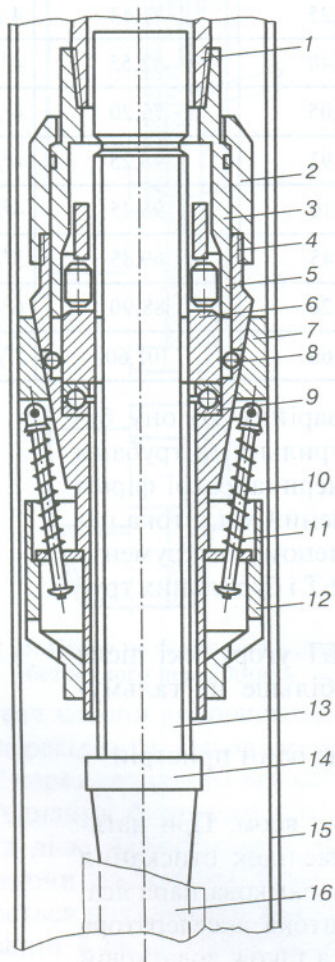


Рис. 8.98. Схема механічного домкрата конструкції «УкрНДІгаз»:

- 1 — колон бурових труб; 2 — гільза; 3 — втулка;
4 — корпус конічний; 5 — фіксатор; 6 — гайка;
7 — клиноподібні плашки; 8 — кулька-фіксатор;
9 — підшипник; 10 — тяга; 11 — пружина; 12 — кожух-центратор; 13 — гвинт; 14 — ловильний інструмент;
15 — обсадна колона; 16 — прихвачена частина колони

Значний недолік усіх глибинних домкратів полягає в тому, що вони надійні тільки в умовах, коли зчеплення виконують в обсадній колоні. Ось чому ці конструкції створені у першу чергу для капітального ремонту.

Гідравлічний домкрат фірми «Houston Engineers, inc.» (рис. 8.99) створює витягувальну силу внаслідок перепаду тиску у спеціальній секції з автоматичним клапаном. Особливістю конструкції є також секційне розміщення якірного та витягувального пристроїв. Якірний

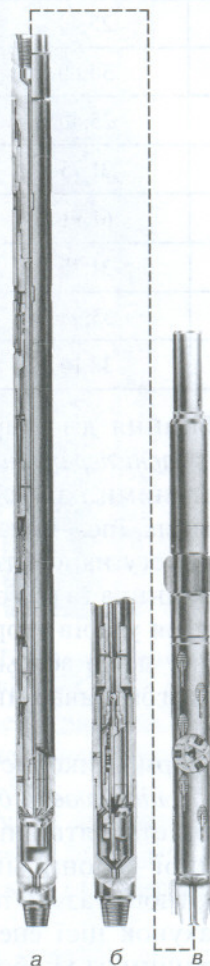


Рис. 8.99. Гідравлічний домкрат фірми «Houston Engineers, inc.» (США):

- а — витягувальний пристрій;
б — секція з автоматичним клапаном;
в — якірний пристрій

пристрій потрібен для зчеплення домкрата зі стінками обсадної колони, а витягувальний — для утворення додаткового зусилля. Хід штока цього пристрою близько 700 мм.

Технологія ліквідації прихватів ударними механізмами передбачає використання двох режимів їх роботи: ударного та імпульсно-хвильового. Така класифікація, введена М.І. Корабельниковим і С.С. Григоряном, деякою мірою умовна, оскільки, насправді, під час роботи ударного механізму завжди наявні як ударна, так і хвильова фаза. Проте з практичного погляду така класифікація дуже зручна, тому що ці два режими визначаються розміщенням ударного механізму верхнього бою в аварійній компоновці, а відтак і напрямком динамічних навантажень на зону прихвату.

В *ударному режимі* роботи ударний механізм верхнього бою виконує своє пряме призначення — створює удар на зону прихвату з напрямком вверх. До складу аварійної компоновки в ударному режимі входять: безпечний перехідник (роз'єднувач колони), ударний механізм, ОБТ, бурильні труби.

Після натягу колони із певною силою замковий пристрій ударного механізму розряджується і колона труб починає скорочуватися. Це так звана *фаза розгону бойка*. На цій фазі швидкість бойка залежить від жорсткості аварійної компоновки, ходу бойка ударного механізму, сили натягу, сил опору в свердловині. Після фази розгону (або доударної) відбувається удар, який спричинює перерозподіл коливальних процесів в аварійній і прихвачених компоновках, — так звана *післяударна фаза*.

В *імпульсно-хвильовому режимі* роботи ударний механізм тільки роз'єднує дві частини аварійної колони, а удару не створює. На зону прихвату діють динамічні навантаження від скорочення тієї частини аварійної колони, яка розміщена під ударним механізмом.

Ударний механізм розміщують на деякій відстані (сотні метрів) від зони прихвату. У літературі трапляються рекомендації від виразів «якомога вище» до «межі у 500—1500 м». Такі нечіткі рекомендації пов'язані з тим, що ударний механізм у такому режимі має розтягувати з певним зусиллям колону труб, яка розміщена внизу, під ним, а це зі збільшенням довжини колони потребує високих силових характеристик замкової пари ударного механізму, що не завжди можна забезпечити з допомогою сучасних конструкцій ударних механізмів. Після роз'єднання замкової пари ударний імпульс буде спрямований униз на зону прихвату.

Математичні моделі технології ліквідації прихватів з допомогою ударних механізмів як в ударному, так і в імпульсно-хвильовому режимі ґрунтуються на рівняннях коливань колони труб. Для вертикальної свердловини рівняння поздовжніх коливань колони труб, представленої пружним, тонким і вагомим стрижнем з розподіленими параметрами, можна отримати безпосередньо з рівнянь руху (1.52) і реології (1.57) (розділ 1.5.2, том 1). У загальному випадку з урахуванням сил пружності, інерції, ваги і опору рівняння поздовжніх коливань колони труб матиме вигляд

$$\rho g + E \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} = \rho \left(\frac{\partial^2 u_z}{\partial t^2} + \frac{\partial u_z}{\partial t} \frac{\partial^2 u_z}{\partial t \partial z} \right) + \Phi \left(z, t, \frac{\partial u_z}{\partial t} \right), \quad (8.191)$$

де ρ , E — відповідно густина і модуль пружності матеріалу колони труб;

g — прискорення сил тяжіння;

$u_z(z, t)$ — вертикальна складова переміщення довільного перерізу колони труб як функція координати z та часу t ;

$\Phi \left(z, t, \frac{\partial u_z}{\partial t} \right)$ — інтенсивність сил опору середовища під час переміщення колони труб.

На практиці застосовують рівняння (8.191) без урахування конвективної складової прискорення (тобто при $\frac{\partial u_z}{\partial t} \frac{\partial^2 u_z}{\partial t \partial z} = 0$) з конкретним поданням залежності інтенсивності сил опору від швидкості переміщення, наприклад:

для в'язкого тертя

$$a^2 \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} + g = \frac{\partial^2 u_z}{\partial t^2} + 2h \frac{\partial u_z}{\partial t}; \quad (8.192)$$

для в'язкопластичного тертя

$$a^2 \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} + g = \frac{\partial^2 u_z}{\partial t^2} + 2h \frac{\partial u_z}{\partial t} + f_0 \operatorname{sign}\left(\frac{\partial u_z}{\partial t}\right); \quad (8.193)$$

для нелінійного в'язкопластичного тертя

$$a^2 \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} + g = \frac{\partial^2 u_z}{\partial t^2} + \left(2k \left|\frac{\partial u_z}{\partial t}\right|^n + f_0\right) \operatorname{sign}\left(\frac{\partial u_z}{\partial t}\right), \quad (8.194)$$

де $a = \sqrt{E/\rho}$ — швидкість поширення пружних коливань у матеріалі труб;

h, k, f_0 — дисипативні параметри;

n — показник нелінійності;

$$\operatorname{sign}\left(\frac{\partial u_z}{\partial t}\right) = \begin{cases} 1 & \text{при } \frac{\partial u_z}{\partial t} > 0; \\ 0 & \text{при } \frac{\partial u_z}{\partial t} = 0; \\ -1 & \text{при } \frac{\partial u_z}{\partial t} < 0. \end{cases}$$

Дисипативні параметри і показник нелінійності можна визначити на основі дослідних даних. Рівняння (8.192) належить до лінійних рівнянь коливань, а рівняння (8.193) і (8.194) — до нелінійних. Найчастіше для моделювання технології ліквідації прихватів застосовують лінійну модель (8.192).

Дисипативні параметри рівняння (8.192) можна оцінити на основі результатів промислових вимірювань сил опору за методикою М.М.Александрова. Суть цієї методики зводиться до визначення навантаження на гак бурової установки в стані спокою Q та в процесі підйому (спуску) $Q^{(n)}(Q^{(c)})$ колони труб на постійній швидкості v . Сили тертя визначаються різницею цих сил. Якщо такі операції повторити на двох або більше постійних швидкостях підйому, то можна оцінити величини h та f_0 .

Вимірювання виконують у процесі підйому колони труб у такій послідовності.

Припіднімають на мінімальній швидкості колону труб на довжину ведучої труби і фіксують показання $Q^{(n)}$ індикатора ваги. Гальмують барабан лебідки без зміщення колони труб униз, повертають колону на кілька обертів ротором і після зупинки фіксують показання $Q^{(n)}$ індикатора ваги.

Після цього, не відкручуючи ведучу трубу, записують показання індикатора ваги $Q^{(c)}$ під час плавного спуску колони труб зі швидкістю, рівною швидкості підйому. Плавно загальмовують колону, прокручують її ротором і після зупинки фіксують показання $Q^{(c)}$ індикатора ваги.

Якщо після трьох повторень цих операцій не вдалося добитися рівності показань $Q^{(n)}$ та $Q^{(c)}$, за власну вагу Q приймають середнє з двох найбільших показань індикатора ваги після прокручування колони ротором у процесі її підйому та спуску. Сили опору визначають під час підйому ($F = Q^{(n)} - Q$) або спуску ($F = Q - Q^{(c)}$) колони труб.

Досліди для заданої глибини повторюють на кількох (не менше трьох) швидкостях підйому (або спуску) колони труб. Важливим з позицій точності оцінок дисипативних параметрів є дублювання дослідів на постійній швидкості переміщення для отримання стабільних результатів $Q^{(n)}$ (або $Q^{(c)}$).

Дисипативні параметри рівняння (8.193) оцінюють за формулами

$$f_0 = \begin{cases} \frac{(1 - \rho_p/\rho)g}{Q} \frac{\sum_{i=1}^n F_i \sum_{i=1}^n v_i^2 - \sum_{i=1}^n F_i v_i \sum_{i=1}^n v_i}{n \sum_{i=1}^n v_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n v_i\right)^2} & \text{при } f_0 > 0; \\ 0 & \text{при } f_0 \leq 0; \end{cases} \quad (8.195)$$

$$h = \begin{cases} \frac{(1 - \rho_p / \rho)g}{2Q} \frac{n \sum_{i=1}^n F_i v_i - \sum_{i=1}^n F_i \sum_{i=1}^n v_i}{n \sum_{i=1}^n v_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n v_i \right)^2} & \text{при } f_0 > 0; \\ \frac{(1 - \rho_p / \rho)g}{2Q} \frac{\sum_{i=1}^n F_i v_i}{\sum_{i=1}^n v_i^2} & \text{при } f_0 = 0, \end{cases} \quad (8.196)$$

де ρ_p — густина бурового розчину;

F_i — сила опору під час переміщення колони труб зі швидкістю v_i ;

n — кількість дослідів.

Дисперсії оцінок дисипативних параметрів (8.195) і (8.196) визначають за такими формулами:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-r} \sum_{i=1}^n \left[\frac{Q}{g(1 - \rho_p / \rho)} (f_0 + 2h v_i) - F_i \right]^2; \quad (8.197)$$

$$\sigma_h^2 = \begin{cases} \frac{n \sigma^2}{4 \left[\frac{Q}{g(1 - \rho_p / \rho)} \right]^2 \left[n \sum_{i=1}^n v_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n v_i \right)^2 \right]} & \text{при } f_0 > 0; \\ \frac{\sigma^2}{n \left[\frac{Q}{g(1 - \rho_p / \rho)} \right]^2 \sum_{i=1}^n v_i^2} & \text{при } f_0 = 0; \end{cases} \quad (8.198)$$

$$\sigma_f^2 = \frac{\sigma^2 \sum_{i=1}^n v_i^2}{\left[\frac{Q}{g(1 - \rho_p / \rho)} \right]^2 \left[n \sum_{i=1}^n v_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n v_i \right)^2 \right]}; \quad (8.199)$$

$$r_{hf} = \frac{-\sigma^2 \sum_{i=1}^n v_i}{2 \left[\frac{Q}{g(1 - \rho_p / \rho)} \right]^2 \sigma_h \sigma_{f0} \left[n \sum_{i=1}^n v_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n v_i \right)^2 \right]}, \quad (8.200)$$

де r_{hf} — коефіцієнт кореляції між оцінками параметрів h та f_0 .

Такі досліді можуть бути виконані одразу після від'єднання неприхваченої частини колони труб у процесі її підйому.

Вимірювання у промислових умовах показують, що оцінки дисипативних параметрів h та f_0 характеризуються коефіцієнтами варіацій в межах 20—40 %. Тому для використання дисипативних параметрів у практичних задачах технології ліквідації прихватів з допомогою ударних механізмів слід враховувати їх стохастичний характер. У цьому плані надійні результати можна отримати для верхніх меж односторонніх інтервальних оцінок середніх із рівнем значущості α , наприклад:

для в'язкого тертя

$$h^B = h + \frac{\sigma_h}{\sqrt{n}} t_{n-1; \alpha}; \quad (8.201)$$

для в'язкопластичного тертя

$$f_0^B = f_0 + \frac{\sigma_f}{\sqrt{n}} t_{n-1;\alpha}; \quad h^B = h + r_{hf} \frac{\sigma_h}{\sqrt{n}} t_{n-1;\alpha} \quad (8.202)$$

або

$$f_0^B = f_0 + r_{hf} \frac{\sigma_f}{\sqrt{n}} t_{n-1;\alpha}; \quad h^B = h + \frac{\sigma_h}{\sqrt{n}} t_{n-1;\alpha}, \quad (8.203)$$

де $t_{n-1;\alpha}$ — квантиль t -розподілу Стюдента.

Оцінки (8.202) і (8.203) змістовні при $h^B \geq 0$ та $f_0^B \geq 0$.

Приклад 8.31. Розглянемо результати вимірювань сил опору під час переміщення колони бурильних труб на св. 73-Матвіївка (Хрещищенське ВБР, бурове управління «Укрбургаз»). Досліди виконували для глибини 2100 м за фактичної глибини свердловини 2280 м. Свердловина умовно вертикальна, zenітний кут викривлення $1,5^\circ$. Кондуктор діаметром 324 мм спущений на глибину 177 м. Компонівка бурильного інструменту: долото 295,3 мм; КЛС-294; ОБТ-203 довжиною 9 м; КЛС-294; ОБТ-203 довжиною 14 м; КЛС-294; ОБТ-203 довжиною 95 м; ТБПК-127 довжиною 2160 м. Густина бурового розчину 1190 кг/м³.

Сили опору вимірювали на першій мінімальній ($v_1=0,19$ м/с) і максимальній ($v_2=0,24$ м/с) та другій ($v_3=0,37$ м/с) швидкостях підйому колони труб ($n=3$). Власна вага бурильного інструменту (для глибини 2100 м) $Q=392$ кН. Сили опору, кН: $F_1=32$; $F_2=40$ і $F_3=48$.

Результати розрахунків дисипативних параметрів за формулами (8.195)—(8.196) при $\rho=7820$ кг/м³: $f_0=0,377$ м/с²; $h=0,885$ с⁻¹. Статистичні характеристики оцінок дисипативних параметрів за формулами (8.197)—(8.200): $\sigma_h=0,227$ с⁻¹; $\sigma_f=0,126$ м/с²; $r_{hf}=-0,962$. Коефіцієнти варіації оцінок параметрів h та f_0 відповідно становлять 25,7 і 33,4%.

У розрахунках технологічних параметрів ліквідації з допомогою ударних механізмів з використанням моделі для в'язкопластичного тертя верхні межі односторонніх інтервальних оцінок за формулами (8.203) при $t_{2;0,05}=2,92$ дорівнюватимуть: $f_0^B=0,173$ м/с²; $h^B=1,268$ с⁻¹.

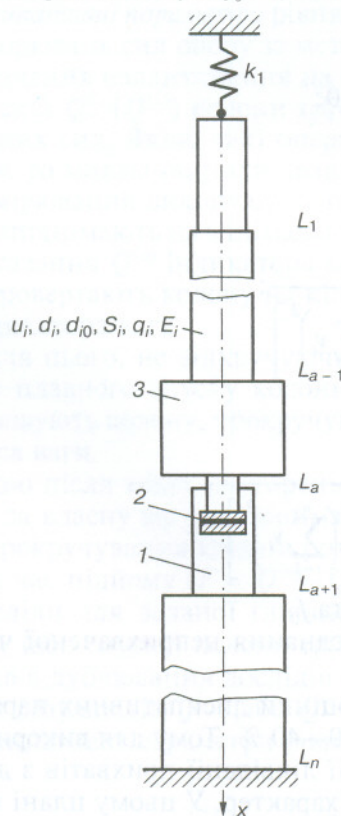


Рис. 8.100. Розрахункова схема:

1 — прихвачена компоновка; 2 — ударний механізм; 3 — аварійна компоновка; k_1 — жорсткість талеві системи; u_i, d_i, d_{i0} — переміщення, зовнішній і внутрішній діаметри i -ї секції труб; q_i — вага одиниці довжини i -ї секції труб

ІФНТУНГ і ДК «Укргазвидобування» розробили з використанням рівнянь (8.192) модель технології ліквідації прихватів за допомогою ударних механізмів. Модель реалізована для багаторозмірних аварійної і прихваченої компоновок інструменту (рис. 8.100). З її допомогою для заданих умов ліквідації прихвату можна одержати інформацію про основні характеристики коливальної системи в доударній (з моменту часу розрядження замкового пристрою до часу зіткнення бойка з ковадлом) і післяударній (з моменту часу зіткнення бойка з ковадлом) фазах.

В ударному режимі роботи ударного механізму за критерії оцінки ефективності динамічної дії можна прийняти:

внутрішню силу на ковадлі

$$IF_a(t) = E_{a+1} S_{a+1} \frac{\partial u_{a+1}(L_a, t)}{\partial x};$$

внутрішню силу на верхній межі прихвату

$$IF_n(t) = E_n S_n \frac{\partial u_n(L_n, t)}{\partial x};$$

імпульс динамічної складової внутрішньої сили на верхній межі прихвату

$$IMF(t) = \int_0^t \Delta IF_n(L_n, t) dt;$$

середнє значення динамічної складової внутрішньої сили на верхній межі прихвату

$$IFS(t) = \frac{1}{t} \int_0^t \Delta IF_n(L_n, t) dt;$$

імпульс $IMP(t_y)$ коливальної системи в момент t_y зіткнення бойка з ковадлом

$$IMP(t_y) = IMP_a(t_y) + IMP_n(t_y),$$

де E_i , S_i — відповідно модуль пружності матеріалу та площа поперечного перерізу труб i -ї секції;

$\Delta IF_n(L_n, t)$ — динамічна складова внутрішньої сили;

$IMP_a(t_y)$, $IMP_n(t_y)$ — відповідно імпульси аварійної і прихваченої компоновок інструменту.

Нижче основна увага приділятиметься критеріям внутрішньої сили на верхній межі прихвату та імпульсу $IMP(t_y)$ коливальної системи.

Згідно з аналізом динамічних характеристик ударних механізмів з різними довжинами робочих ходів у різних умовах (типи компоновок, сила розрядження замкового пристрою тощо) їх якісний вигляд визначається, в основному, типом компоновки, силою розрядження замкового пристрою і довжиною робочого ходу бойка. Найбільш загальні динамічні характеристики відповідають ударним механізмам з великою довжиною робочого ходу бойка.

На рис. 8.101—8.103 наведено основні динамічні характеристики коливальних систем, представлених одно-, дво- і трирозмірними компоновками аварійного та прихваченого інструменту. Загальним для динамічних характеристик в доударній фазі є зростання за абсолютною величиною імпульсу $IMP(t)$ у часі з наявним глобальним екстремумом, який можна визначити тільки для ударних механізмів з великим ходом бойка.

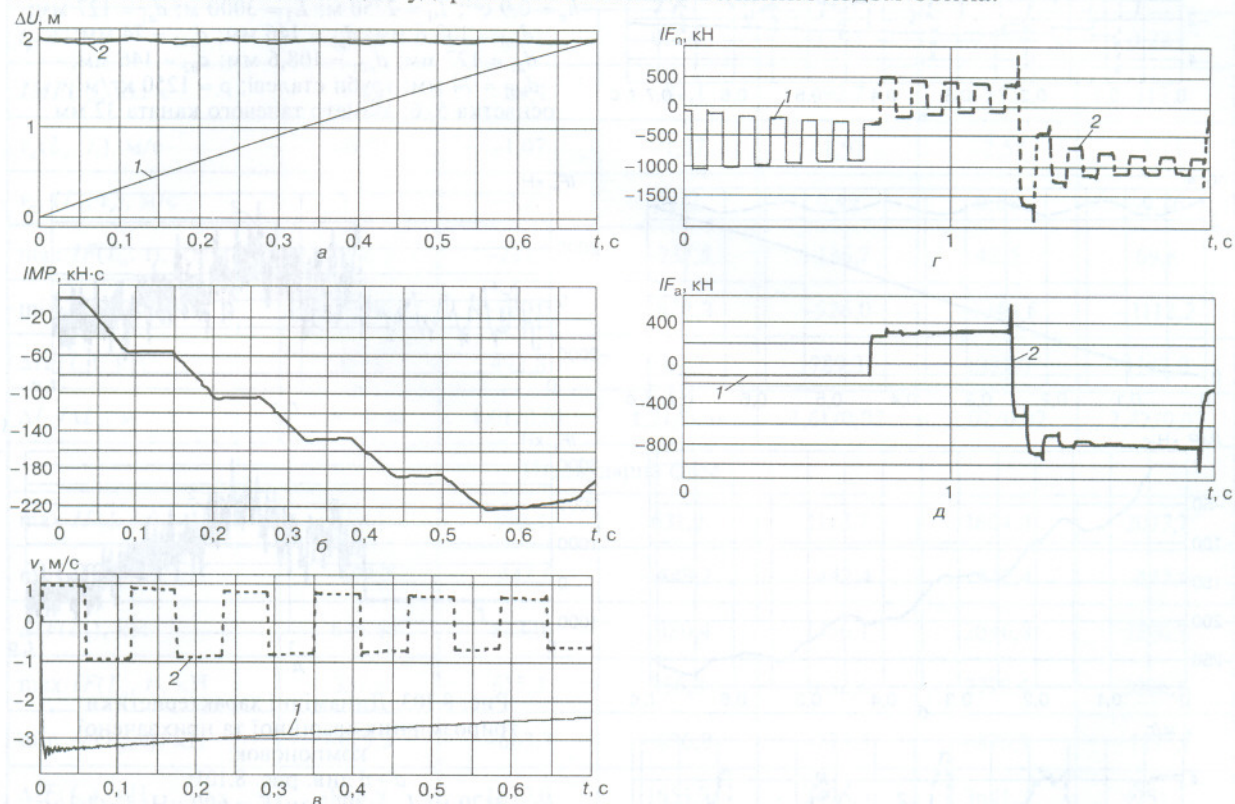


Рис. 8.101. Динамічні характеристики однорозмірних аварійної та прихваченої компоновок:

a — переміщення бойка (1) і ковадла (2); $б$ — імпульс коливальної системи; $в$ — швидкість переміщення бойка (1) і ковадла (2); $г$ — внутрішня сила в місці прихвату в доударній (1) і післяударній (2) фазах;

$д$ — внутрішня сила на ковадлі;

$L_n = 3000$ м; $L_a = 2900$ м; $F_n = 500$ кН; $l = 2$ м; $h_a = 0,5$ с⁻¹; $h_n = 0,7$ с⁻¹; $d_n = 146$ мм; $d_{n0} = 74$ мм; $d_a = 127$ мм; $d_{a0} = 108,6$ мм; труби сталеві; $\rho = 1250$ кг/м³; оснастка 5×6; діаметр талевого каната 32 мм

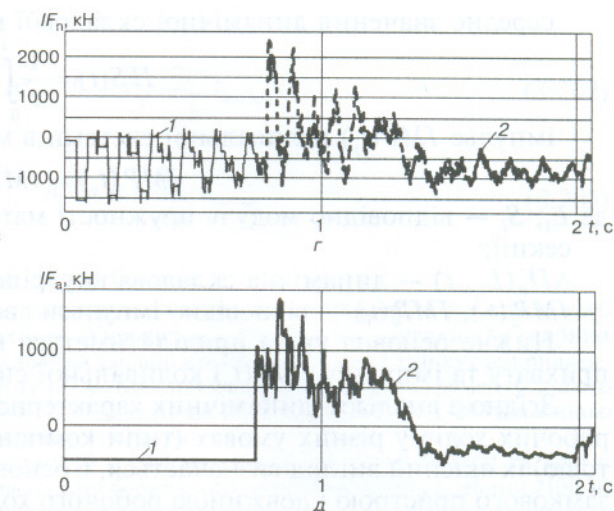
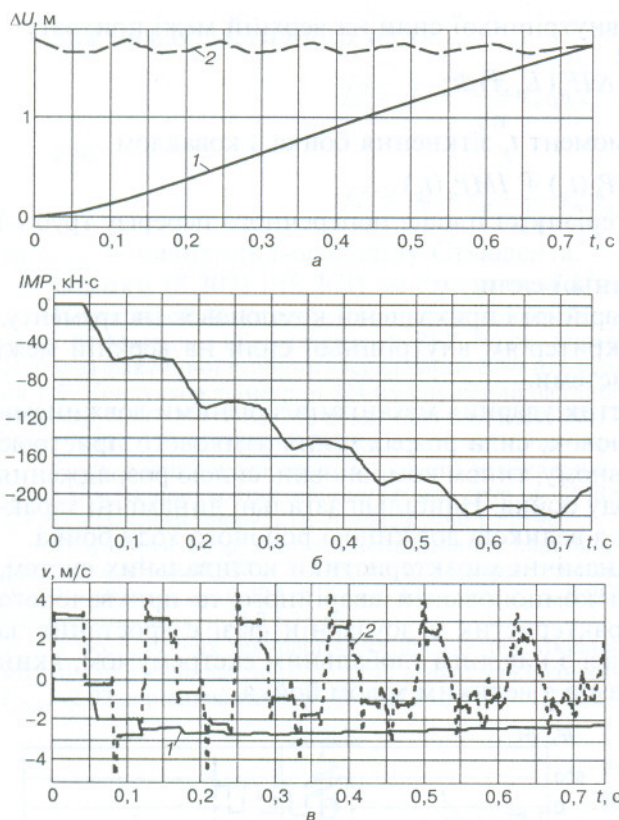


Рис. 8.102. Динамічні характеристики дворовірних аварійної та прихваченої компонок:

$a-d$ див. рис. 8.101;
 $L_n = 3100$ м; $L_a = 2900$ м; $l = 1,8$ м; $h_a = 0,6$ с⁻¹;
 $h_n = 0,9$ с⁻¹; $L_1 = 2750$ м; $L_3 = 3000$ м; $d_{a1} = 127$ мм;
 $d_{a01} = 108,6$ мм; $d_{a2} = 146$ мм; $d_{a02} = 74$ мм;
 $d_{n1} = 127$ мм; $d_{n01} = 108,6$ мм; $d_{n2} = 146$ мм;
 $d_{n02} = 74$ мм; труби сталеві; $\rho = 1250$ кг/м³;
 оснастка 5×6; діаметр талевго каната 32 мм

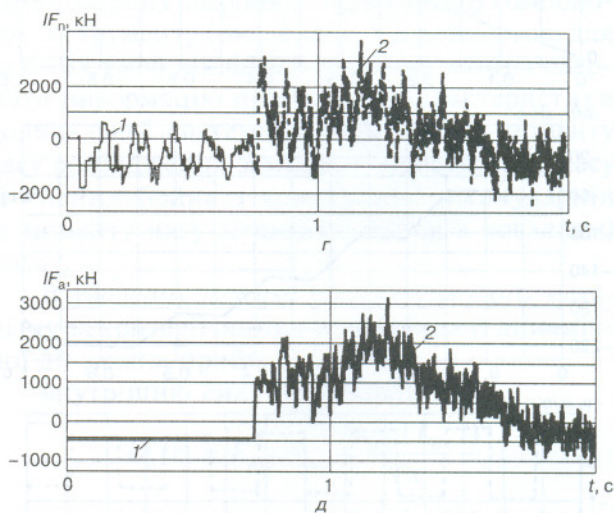
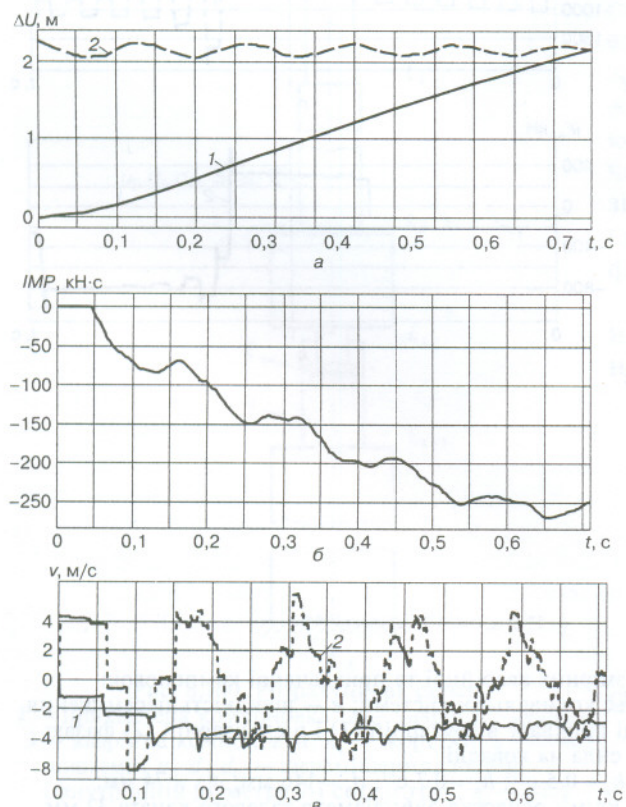


Рис. 8.103. Динамічні характеристики трировірних аварійної та прихваченої компонок:

$a-d$ див. рис. 8.101;
 $L_n = 3120$ м; $L_a = 2900$ м; $F_n = 600$ кН; $l = 2,3$ м;
 $L_1 = 2600$ м; $L_2 = 2750$ м; $L_4 = 3000$ м; $L_5 = 3050$ м;
 $d_{a1} = d_{n1} = 114$ мм; $d_{a2} = d_{n2} = 127$ мм;
 $d_{a3} = d_{n3} = 146$ мм; $d_{a01} = d_{n01} = 94$ мм;
 $d_{a02} = d_{n02} = 108,6$ мм; $d_{a03} = d_{n03} = 74$ мм;
 труби сталеві; $\rho = 1250$ кг/м³; оснастка 5×6;
 діаметр талевго каната 32 мм

Аналіз характеру зміни внутрішніх сил унаслідок удару показав, що вони є результатом суперпозиції низькочастотних коливань, період яких визначається геометричними розмірами коливальної системи та швидкістю поширення коливань, а також високочастотних коливань, породжених переміщеннями прихваченої компоновки в доударному періоді і ударною взаємодією бойка з ковадлом. Для багаторозмірних компоновок результуючі коливання складні за формою.

У табл. 8.64—8.66 на конкретних прикладах наведено результати розрахунків впливу основних факторів (сила розрядження, довжина ОБТ і довжина робочого ходу бойка ударного механізму) на деякі динамічні характеристики коливальної системи в процесі ліквідації прихватів в ударному режимі.

У таблицях позначені:

$v_a(L_a, t_y)$, $v_{a1}(L_a, t_y)$ — швидкості відповідно бойка і ковадла в момент їх зіткнення;

ΔIF — розмах відповідних сил за досліджуваний період часу;

ΔL_a , ΔL_n — абсолютні деформації відповідно аварійної і прихваченої компоновок на момент розрядження замкового пристрою.

Таблиця 8.64

Вплив сили розрядження замкового пристрою на динамічні характеристики коливальної системи

Характеристика	Сила розрядження F_n , кН					
	200	250	300	400	500	600
Доударна фаза						
t_y , с	0,661	0,511	0,421	0,321	0,258	0,223
$IMP(t_y)$, кН·с	−69,2	−80,4	−84,1	−92,7	−95,2	−112,9
$v_a(L_a, t_y)$, м/с	−0,77	−1,07	−1,37	−1,97	−2,57	−3,13
$v_{a1}(L_a, t_y)$, м/с	0,15	−0,23	0,32	0,49	0,68	−0,86
$\max IF(L_n, t)$, кН	−336,9	−287,7	−237,5	−136,7	48,5	69,8
$\min IF(L_n, t)$, кН	−734,0	−780,5	−822,2	−926,0	−1040,5	−1112,2
$\Delta IF(L_n)$, кН	397,1	492,8	584,7	789,3	1089,0	1182,0
$\Delta L_a/\Delta L_n$, м	0,81/0,01	1,01/0,01	1,21/0,01	1,61/0,02	2,02/0,02	2,42/0,02
Післяударна фаза						
$\max IF(L_a, t)$, кН	154,1	390,4	631,2	1113,7	1604,4	2077,7
$\min IF(L_a, t)$, кН	−492,7	−442,6	−449,2	−442,4	−442,4	−442,4
$\Delta IF(L_a)$, кН	646,8	833,0	1080,4	1556,1	2046,8	2520,7
$\max IF(L_n, t)$, кН	337,6	615,3	956,8	1652,6	2770,4	3006,6
$\min IF(L_n, t)$, кН	−629,3	−663,7	−696,9	−773,8	−870,9	−1275,1
$\Delta IF(L_n)$, кН	966,9	1279,0	1653,7	2426,4	3641,3	4281,7

Примітка. Вихідні дані: $L_1 = 2800$ м; $L_2 = L_a = 2900$ м; $L_3 = L_n = 3000$ м; $l = 0,6$ м; $d_1 = 127$ мм; $d_{i0} = 108,6$ мм; $d_2 = d_3 = 146$ мм; $d_{20} = d_{30} = 74$ мм; $h_a = 1$ с^{−1}; $h_n = 1,5$ с^{−1}; $\rho = 1250$ кг/м³; $E_1 = E_2 = E_3 = E_k = 2,06 \cdot 10^{11}$ Па; оснастка 5×6; $d_k = 32$ мм; $l_k = 40$ м; труби сталеві. Тут позначені: l — довжина робочого ходу бойка; d_i , d_{i0} — відповідно зовнішній і внутрішній діаметри секцій інструменту; d_k — діаметр талевого каната; l_k — відстань від кронблока до талевого блока; E_k — модуль пружності талевого каната.

Вплив довжини ОБТ в аварійній компоновці на динамічні характеристики

Характеристика	Довжина ОБТ, м					
	0	50	70	100	120	150
Доударна фаза						
t_y, c	0,569	0,619	0,637	0,661	0,682	0,712
$IMP(t_y), \text{кН}\cdot\text{с}$	-166,3	-178,8	-174,0	-173,0	-173,2	-163,1
$v_a(L_a, t_y), \text{м/с}$	-2,05	-1,97	-1,95	-1,91	-1,89	-1,84
$v_{al}(L_a, t_y), \text{м/с}$	0,43	-0,40	0,38	0,37	-0,36	0,34
$\max IF(L_n, t), \text{кН}$	-37,1	-24,4	-9,9	-34,7	-35,2	-31,0
$\min IF(L_n, t), \text{кН}$	-1092,0	-1030,4	-1013,9	-1027,5	-1013,8	-1072,3
$\Delta IF(L_n), \text{кН}$	1054,9	1006,0	1004,0	992,8	978,5	1041,3
Післяударна фаза						
$\max IF(L_a, t), \text{кН}$	355,4	877,5	1316,9	1048,9	1416,2	1391,0
$\min IF(L_a, t), \text{кН}$	-589,4	-561,5	-562,5	-568,1	-520,6	-559,0
$\Delta IF(L_a), \text{кН}$	944,8	1439,0	1879,4	1617,0	1936,8	1950,0
$\max IF(L_n, t), \text{кН}$	656,7	1590,5	1737,7	1651,5	1502,9	1453,1
$\min IF(L_n, t), \text{кН}$	-793,5	-806,0	-824,6	-765,8	-809,8	-805,8
$\Delta IF(L_n), \text{кН}$	1450,2	2396,5	2562,3	2417,3	2312,7	2258,9

Примітка. Вихідні дані: $F_n = 500 \text{ кН}$; $l = 1,5 \text{ м}$; $L_2 = L_a = 2900 \text{ м}$; $L_3 = L_n = 3000 \text{ м}$; ОБТ-146; інші дані, як у табл. 8.64.

Таблиця 8.66

Вплив довжини робочого ходу бойка ударного механізму на динамічні характеристики

Характеристика	Хід бойка $l, \text{м}$							
	0,10	0,175	0,20	0,30	0,50	1,20	1,40	1,60
Доударна фаза								
t_y, c	$\frac{0,063}{0,061}$	$\frac{0,096}{0,095}$	$\frac{0,104}{0,102}$	$\frac{0,148}{0,142}$	$\frac{0,223}{0,209}$	$\frac{0,511}{0,462}$	$\frac{0,614}{0,537}$	$\frac{0,718}{0,615}$
$IMP(t_y), \text{кН}\cdot\text{с}$	$\frac{-36,5}{-37,8}$	$\frac{-35,9}{-37,5}$	$\frac{-40,7}{-41,3}$	$\frac{-67,4}{-72,6}$	$\frac{-94,1}{-99,7}$	$\frac{-160,9}{-187,4}$	$\frac{-179,0}{-211,1}$	$\frac{-158,3}{-232,9}$
$v_a(L_a, t_y), \text{м/с}$	$\frac{-1,96}{-2,04}$	$\frac{-2,41}{-2,53}$	$\frac{-2,39}{-2,53}$	$\frac{-2,58}{-2,76}$	$\frac{-2,61}{-2,92}$	$\frac{-2,13}{-2,68}$	$\frac{-1,98}{-2,60}$	$\frac{-1,84}{-2,51}$
$v_{al}(L_a, t_y), \text{м/с}$	$\frac{-0,91}{-0,95}$	$\frac{0,87}{0,93}$	$\frac{0,86}{0,92}$	$\frac{-0,80}{-0,90}$	$\frac{-0,72}{-0,86}$	$\frac{-0,46}{-0,71}$	$\frac{-0,44}{-0,67}$	$\frac{0,34}{-0,63}$
$\max IF(L_n, t), \text{кН}$	$\frac{-6,7}{49,0}$	$\frac{-32,8}{-0,40}$	$\frac{-38,1}{48,3}$	$\frac{-17,5}{-20,2}$	$\frac{-31,5}{-22,0}$	$\frac{-37,0}{-36,0}$	$\frac{-37,0}{-29,8}$	$\frac{-36,8}{-36,9}$
$\min IF(L_n, t), \text{кН}$	$\frac{-1057,6}{-1077,6}$	$\frac{-1052,5}{-1105,8}$	$\frac{-1031,0}{-1107,0}$	$\frac{-1058,2}{-1105,9}$	$\frac{-1016,6}{-1042,2}$	$\frac{-1022,7}{-1099,1}$	$\frac{-1084,1}{-1043,5}$	$\frac{-1011,8}{-1025,5}$
$\Delta IF(L_n), \text{кН}$	$\frac{1050,9}{1126,6}$	$\frac{1019,7}{1105,4}$	$\frac{992,9}{1155,3}$	$\frac{1040,7}{1085,7}$	$\frac{985,1}{1020,2}$	$\frac{985,7}{1063,1}$	$\frac{1047,1}{1013,7}$	$\frac{975,0}{988,6}$

Характеристика	Хід бойка l , м							
	0,10	0,175	0,20	0,30	0,50	1,20	1,40	1,60
Післяударна фаза								
$\max IF(L_a, t)$, кН	$\frac{1535,5}{1576,3}$	$\frac{1790,4}{1964,8}$	$\frac{1773,6}{2004,0}$	$\frac{1722,0}{1903,8}$	$\frac{1657,6}{1923,6}$	$\frac{1223,0}{1697,5}$	$\frac{1100,0}{1624,0}$	$\frac{990,5}{1553,3}$
$\min IF(L_a, t)$, кН	$\frac{-442,4}{-524,8}$	$\frac{-442,4}{-906,4}$	$\frac{-442,4}{-911,0}$	$\frac{-442,4}{-619,3}$	$\frac{-442,4}{-817,4}$	$\frac{-442,4}{-903,7}$	$\frac{-496,9}{-938,4}$	$\frac{-592,6}{-960,4}$
$\Delta IF(L_a)$, кН	$\frac{1979,9}{2101,1}$	$\frac{2232,8}{2871,2}$	$\frac{2216,0}{2915,0}$	$\frac{2164,4}{2523,1}$	$\frac{2100,0}{2741,0}$	$\frac{1665,9}{2601,2}$	$\frac{1596,9}{2562,4}$	$\frac{1583,1}{2513,7}$
$\max IF(L_n, t)$, кН	$\frac{2503,9}{2498,0}$	$\frac{3010,4}{2690,6}$	$\frac{2783,8}{3136,7}$	$\frac{2523,8}{2805,3}$	$\frac{2415,8}{2805,1}$	$\frac{1769,0}{2474,9}$	$\frac{1612,2}{2369,1}$	$\frac{1442,1}{2265,0}$
$\min IF(L_n, t)$, кН	$\frac{-1205,5}{-1112,7}$	$\frac{-997,3}{-1113,5}$	$\frac{-959,0}{-1114,3}$	$\frac{-768,2}{-1061,8}$	$\frac{-1152,3}{-1340,0}$	$\frac{-789,0}{-1343,6}$	$\frac{-773,1}{-1373,2}$	$\frac{-787,7}{-1380,5}$
$\Delta IF(L_n)$, кН	$\frac{3709,4}{3610,7}$	$\frac{3987,7}{3804,1}$	$\frac{3742,8}{4251,1}$	$\frac{3292,0}{3867,2}$	$\frac{3568,1}{4145,1}$	$\frac{2557,0}{3818,5}$	$\frac{2385,5}{3742,3}$	$\frac{2229,8}{3645,5}$

Примітка. Вихідні дані: $F_n=500$ кН; над рисою $h_a=1$ с⁻¹; $h_n=1,5$ с⁻¹; під рисою $h_a=0,5$ с⁻¹; $h_n=0,75$ с⁻¹; інші дані, як у табл. 8.65.

Результати розрахунків показують, що з підвищенням сили розрядження замкового пристрою збільшуються абсолютне значення імпульсу коливальної системи, максимальні значення внутрішніх сил на глибинах L_a та L_n , їх розмах.

Включення до аварійної компоновки ОБТ підвищує абсолютну величину $IMP(t_y)$ та внутрішні ударні навантаження на прихвачений інструмент. За інших рівних умов існують оптимальні довжини ОБТ, які відповідають максимумам за абсолютною величиною імпульсу коливальної системи та внутрішнім ударним навантаженням. Причому оптимальні довжини за цими критеріями, як правило, різні. Вибір довжини ОБТ, який традиційно визначають на практиці з умови рівності вазі прихваченого інструменту, в загальному випадку не є оптимальним.

Моделювання роботи ударних механізмів показує, що вплив ОБТ на імпульс коливальної системи за інших однакових умов менший, ніж на внутрішні сили. Для ударних механізмів з короткими довжинами робочих ходів включення ОБТ до аварійної компоновки істотніше впливає на критерії динамічної дії на прихвачений інструмент.

Оптимальну довжину $l_{\text{имп}}^*$ робочого ходу за критерієм імпульсу коливальної системи, як показують результати розрахунків, можна оцінити за співвідношенням

$$l_{\text{имп}}^* = k_0 (\Delta L_a + \Delta L_n),$$

де k_0 — коефіцієнт, який залежить, в основному, від дисипативних параметрів.

Для консервативних систем ($h_a=h_n=0$) коефіцієнт $k_0 \approx 1$, для неконсервативних — коефіцієнт $k_0 < 1$ і з підвищенням h зменшується.

Згідно з дослідженнями, виникнення максимальних внутрішніх сил на верхній межі прихвату залежить від параметрів коливальної системи, що характерно для ударних механізмів з малими довжинами $l_{\text{IF}}^* = 0,1-0,3$ м робочих ходів (табл. 8.66). Це пояснюється закономірностями зміни інерційних навантажень, максимальні значення яких виникають у початковий період руху коливальної системи. Зазначимо, що максимальні і мінімальні (пікові) внутрішні сили зумовлені ефектами накладання хвиль.

Результати досліджень динамічних характеристик свідчать про неможливість створення універсальної конструкції ударного механізму з фіксованими параметрами, яка б забезпечувала максимальні силу удару, їх розмах чи імпульс коливальної системи у різних

умовах ліквідації прихвату. Для ефективного використання ударних механізмів слід мати набір конструкцій з різними довжинами робочих ходів бойка або конструкцію, яка б давала змогу оперативно регулювати робочий хід бойка.

Стосовно конкретних умов виникнення прихвату (глибина прихвату, геометричні і міцнісні характеристики бурильної колони, вантажопідйомність бурової установки і т. ін.) існує поєднання сили розрядження замкового пристрою, ходу бойка і компоновки інструменту, яке забезпечує оптимальний критерій ефективності ліквідації прихватів.

Оскільки для ліквідації прихватів використовують різні конструкції ударних механізмів, можна виділити такі характерні ситуації:

- 1) вибір раціональної компоновки для ліквідації прихвату за допомогою ударного механізму з фіксованими силою розрядження та ходом бойка;
- 2) вибір раціональної компоновки для ліквідації прихвату за допомогою ударного механізму з фіксованим ходом і регульованою силою розрядження;
- 3) вибір раціональних ударного механізму та компоновки бурильних труб із множини наявних альтернатив;
- 4) вибір оптимального ходу бойка ударного механізму з регульованим робочим ходом для існуючої компоновки бурильних труб та інших умов ліквідації прихвату;
- 5) вибір вмонтованого у бурильну колону ударного механізму.

Основними критеріями вибору ударного механізму і параметрів технології ліквідації прихвату в ударному режимі є забезпечення максимуму за абсолютною величиною імпульсу коливальної системи в момент удару або максимуму внутрішньої сили в зоні прихвату. Це досягається передусім шляхом максимізації сили розрядження замкової пари та якомога ближчого розташування ударного механізму до зони прихвату. Вибір інших параметрів технології ліквідації прихвату здійснюють залежно від заданих. При цьому важливим складовим елементом інформаційного забезпечення запропонованої моделі є дані щодо дисипативного коефіцієнта.

Для *першої ситуації* вибір раціональної компоновки здійснюють шляхом розрахунку імпульсу коливальної системи або внутрішньої сили за різних довжин того чи іншого розміру ОБТ.

Друга ситуація розглядається у разі використання для ліквідації прихватів ударних механізмів з регульованою силою розрядження (наприклад, ГУМ). Тут розрахунки виконують для різних компоновок з максимально допустимою силою розрядження, що визначається з умов запасу міцності колони труб і вантажопідйомності установки.

Для *третьої ситуації* вибір ударного механізму здійснюється одночасно з вибором раціональної компоновки для ліквідації прихвату. Якщо є можливість вибору з кількох типів ударних механізмів і компоновок аварійного інструменту, то розрахунки виконують для кожного типу ударного механізму та компоновки зокрема і приймають таке співвідношення, яке б забезпечувало максимальний за абсолютною величиною імпульс коливальної системи в момент зіткнення бойка з ковадлом або максимальну внутрішню силу в зоні прихвату.

У *четвертій ситуації* пошук оптимального ходу здійснюється для заданої аварійної компоновки, сили розрядження та сил опору аналогічним заходом. Для зменшення кількості варіантів розрахунків перевагу слід надавати аварійним компоновкам з більшим діаметром ОБТ.

На практиці розрахунки проводять для фіксованих довжин ОБТ (наприклад, кратних довжинам свіч або труб) пошуком оптимального ходу бойка. Вибір оптимальних компоновок і ходу бойка здійснюють на основі порівнянь критеріїв ефективності для кожного поєднання компоновки і ходу. Зазначимо, що пошук оптимальних поєднань компоновки і ходу бойка можна здійснювати з використанням числових методів (наприклад, симплекс-методу).

П'ята ситуація — вибір вмонтованого у бурильну колону ударного механізму — більш складна з погляду практичної реалізації, оскільки тут одночасно діють кілька взаємно

суперечливих факторів. По-перше, конструкція ударного механізму з верхнім ударом потребує його встановлення у стисненій частині бурильної колони, тобто в ОБТ нижче нейтрально-го перерізу. По-друге, довжину ОБТ над ударним механізмом (або, інакше кажучи, місце розташування ударного механізму у КНБК при бурінні свердловини) слід вибирати з умови максимізації імпульсу або сили удару під час ліквідації прихвату, що ще більше змістить униз до вибою місце розташування ударного механізму у компоновці ОБТ, а значить, збільшить імовірність прихвату його самого. Отже, у вмонтованому варіанті ударний механізм можна ефективно використовувати тоді, коли імовірність прихвату більша поблизу до вибою свердловини, ніж у верхній частині ОБТ.

Приклад 8.32. Розглянемо особливості вибору раціональної технології ліквідації прихвату на св. 92-Розпашна (Хрестищенське ВБР). Прихват виник під час спуску бурильного інструменту на глибині 4013 м. Верхня межа прихвату $L_n = 3985$ м. У свердловині залишилися — долото 215,9СГВ, вибійний двигун ДЗ-195 (25,4 м), бурильні труби ТБПК-127 групи міцності Е з товщиною стінки 9,19 мм (12 м).

У процесі підйому неприхвачених бурильних труб ТБПК-127 були проведені вимірювання сил опору і оцінені дисипативні параметри $h_a = h_n = 0,845 \text{ с}^{-1}$.

Для вибору технології виходили з позитивного досвіду використання ударних механізмів з одночасним установленням нафтової ванни. Застосовували ударний механізм ГУМ-162Х (виготовлений на ВАТ СКТБЗЕ «Потенціал» м. Харків) з довжиною робочого ходу бойка 0,175 м. За критерій ефективності технології ліквідації прихвату було прийнято максимум внутрішньої сили на верхній межі прихвату.

У табл. 8.67 наведені деякі результати моделювання технології ліквідації прихвату для різних довжин ОБТ-146. Розрахунки виконували для таких даних: глибина розташування ударного механізму $L_a = 3973$ м; сила розрядження замкового пристрою 250 кН; аварійна компоновка — ОБТ-146 із внутрішнім діаметром 74 мм і масою 1-го погонного метра 97,8 кг/м; 2986 м ТБПК-127 Е9,19 та ТБПК-127 Л9,19 з масою 1-го погонного метра 32,2 кг/м; густина бурового розчину 1280 кг/м³; оснастка 5×6; діаметр талевого каната 35 мм.

Таблиця 8.67

Результати моделювання динамічних характеристик
для ліквідації прихвату на св. 92-Розпашна

Характеристика	Довжина ОБТ, м				
	0	27	45	63	72
Доударна фаза					
$t_y, \text{с}$	0,107	0,126	0,136	0,147	0,154
$IMP(t_y), \text{кН} \cdot \text{с}$	-24,2	-27,8	-29,9	-31,9	-34,0
$\max IF(L_n, t), \text{кН}$	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
$\min IF(L_n, t), \text{кН}$	-445,9	-445,9	-445,9	-445,9	-445,9
$\Delta IF(L_n), \text{кН}$	544,9	544,9	544,9	544,9	544,9
Післяударна фаза					
$\max IF(L_n, t), \text{кН}$	971,2	1718,6	1800,5	1869,3	1857,9
$\min IF(L_n, t), \text{кН}$	-405,2	-677,7	-1059,9	-523,3	-739,5
$\Delta IF(L_n), \text{кН}$	1376,4	2396,3	2860,4	2392,6	2597,4
$\max IF(L_a, t), \text{кН}$	740,6	1580,1	1687,6	1820,1	1759,4
$\min IF(L_a, t), \text{кН}$	-170,7	-637,0	-976,6	-620,6	-620,6
$\Delta IF(L_a), \text{кН}$	911,3	2217,1	2664,2	2440,7	2380,0

За даними табл. 8.67, оптимальна довжина ОБТ в аварійній компоновці становить 63 м. Причому ця довжина в загальному випадку, як показують дослідження, не відповідає довжині ОБТ з умови рівності її маси масі прихваченої (розташованої нижче ударного механізму) компоновки.

На рис. 8.104 для прикладу подано деякі динамічні характеристики коливальної системи під час ліквідації прихвату з оптимальною довжиною ОБТ в аварійній компоновці. Саме таку компоновку інструменту використовували на св. 92-Розпашна. Після встановлення нафтової ванни об'ємом 11 м³ та нанесення 150 ударів ГУМ-162Х інструмент плавно звільнився. На ліквідацію прихвату було затрачено 140 год.

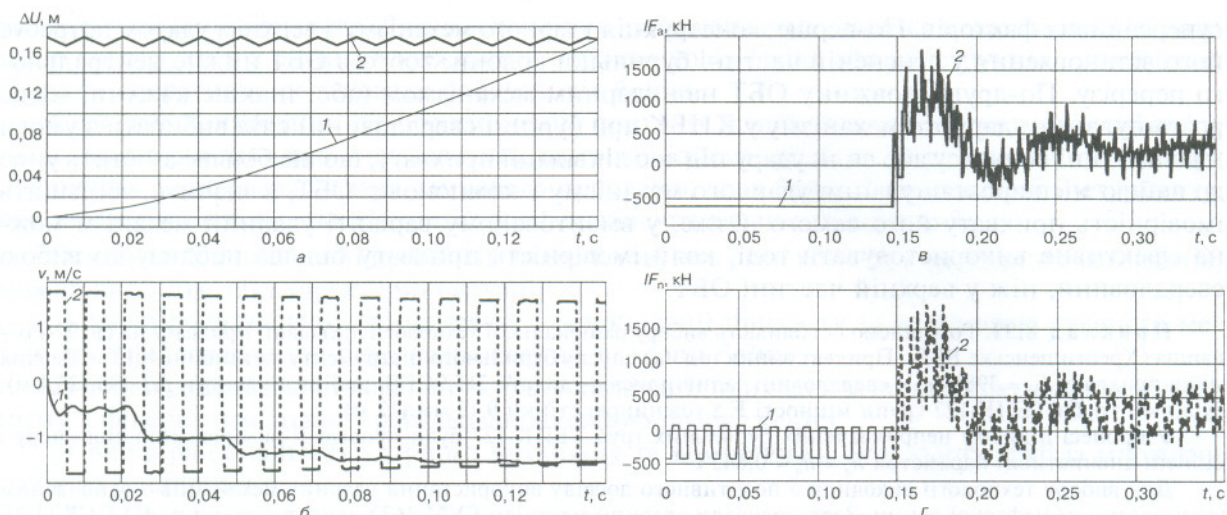


Рис. 8.104. Динамічні характеристики при ліквідації прихвату на св. 92-Розпашна:

a — переміщення бойка (1) і ковадла (2); *б* — швидкість переміщення бойка (1) і ковадла (2); *в* — внутрішня сила на ковадлі в доударній (1) і післяударній (2) фазах; *г* — внутрішня сила на верхній межі прихвату в доударній (1) і післяударній (2) фазах

В імпульсно-хвильовому режимі критеріями ефективності дії на зону прихвату можуть бути внутрішні сили на верхній межі прихвату та імпульс прихваченої компоновки.

Вибір технології імпульсно-хвильового режиму ліквідації прихвату зводиться до визначення місця розташування ударного механізму у взаємозв'язку з іншими режимно-технологічними параметрами, за яких на верхній межі прихвату забезпечуються спрямовані вниз динамічні навантаження.

У табл. 8.68 наведено розрахунки деяких динамічних характеристик коливальної системи для таких даних:

верхня межа прихвату $L_n = 2700$ м;

сила розрядження замкового пристрою $F_n = 400$ кН;

дисипативні коефіцієнти $h_a = h_n = 1,2$ с⁻¹;

параметри аварійної компоновки (над ударним механізмом): діаметр 127 мм; товщина стінки 9,19 мм; маса погонного метра 32 кг/м;

параметри прихваченої компоновки: діаметр 127 мм; товщина стінки 9,19 мм; маса погонного метра 32 кг/м; з глибини 2600 м ОБТ-146 із внутрішнім діаметром 74 мм і масою погонного метра 97,8 кг/м;

густина бурового розчину 1250 кг/м³;

оснастка 5×6;

діаметр талевого каната 32 мм.

Результати розрахунків (табл. 8.68) наочно ілюструють технологічні можливості реалізації імпульсно-хвильового режиму у конкретних умовах.

Так, для ударного механізму з довжиною робочого ходу бойка $l = 1,8$ м ця умова досягається при його встановленні на глибині 1100 м, а для ударного механізму з $l = 1,5$ м — на глибині 700 м.

У табл. 8.68 наведені також результати розрахунку динамічних характеристик імпульсно-хвильового режиму у разі зміненої прихваченої компоновки (у її верхній частині встановлено 150 м ОБТ-146). При $F_n = 400$ кН імпульсно-хвильовий режим досягається у разі встановлення ударного механізму на глибині 1900 м, а при $F_n = 350$ кН — на глибині 2200 м. Розрахунки показують, що встановлення зазначеної кількості ОБТ-146 у нижній частині прихваченої компоновки не забезпечує реалізацію імпульсно-хвильового режиму за таких глибин розміщення ударного механізму.

Динамічні характеристики для імпульсно-хвильового режиму ліквідації прихватів

Характеристика	Глибина розміщення ударного механізму L_a , м/хід бойка l , м							
	2000/1,8	1500/1,8	1100/1,8	1000/1,5	700/1,5	1900*/1,5	2200**/1,5	700*/1,5
Доударна фаза								
t_y , с	0,741	0,422	0,422	0,338	0,645	0,454	0,807	0,630
$IMP(t_y)$, кН·с	-19,1	-41,3	45,4	64,7	36,6	-98,4	-28,6	40,7
$IMP_n(t_y)$, кН·с	10,4	17,4	61,1	92,4	41,3	-8,1	0,4	44,2
$v_a(L_a, t_y)$, м/с	-1,33	-1,72	-1,71	-1,85	-1,17	-1,67	-1,11	-1,36
$v_{a1}(L_a, t_y)$, м/с	0,91	1,72	1,71	1,85	1,43	-0,36	0,16	1,44
$\max IF(L_n, t)$, кН	-164,7	-313,9	-445,9	-522,3	-560,1	-343,1	-328,7	-553,6
$\min IF(L_n, t)$, кН	-1369,3	-1345,6	-1386,9	-534,5	-1415,8	-1156,7	-1085,7	-1404,6
$\Delta IF(L_n)$, кН	1204,6	1031,7	941,0	12,2	855,7	813,6	757,0	851,0
Післяударна фаза								
$\max IF(L_n, t)$, кН	156,5	155,9	-15,8	186,1	-362,6	-196,4	-239,8	-393,1
$\min IF(L_n, t)$, кН	-1354,9	-1627,4	-1622,5	-1566,9	-1751,0	-1156,7	-981,7	-1578,9
$\Delta IF(L_n)$, кН	1511,4	1783,3	1606,7	1753,0	1388,4	960,3	741,9	1185,8
$\max IF(L_a, t)$, кН	315,1	464,3	636,6	739,1	394,0	194,3	-61,9	400,1
$\min IF(L_a, t)$, кН	-378,2	-417,8	-547,9	-466,9	-357,5	-513,5	-622,0	-351,5
$\Delta IF(L_a)$, кН	693,3	882,1	1184,5	1206,0	751,5	707,8	560,1	751,6

Примітки: 1. $IMP(t_y)$, $IMP_n(t_y)$ — імпульси відповідно коливної системи і прихваченої компоновки в момент t_y .

2. Одна зірочка — $F_n = 400$, дві зірочки — $F_n = 350$ кН.

До можливих факторів впливу на реалізацію імпульсно-хвильового режиму роботи ударного механізму належать також жорсткісні і масові характеристики аварійної компоновки. У табл. 8.68 наведені результати розрахунків динамічних характеристик для випадку, коли аварійна компоновка представлена 114,3-мм бурильними трубами (товщина стінки 9 мм; маса погонного метра 27,6 кг/м). Реалізація імпульсно-хвильового режиму досягається при розміщенні ударного механізму на глибині 700 м (тут $F_n = 400$ кН, прихвачена компоновка така сама, як для використання ударного механізму з $l = 1,8$ м, в табл. 8.68 позначено однією зірочкою).

Характер зміни динамічних навантажень на верхній межі прихвату при імпульсно-хвильовому режимі показано на рис. 8.105, а—д. Часова тривалість графіків відповідає тривалості доударної фази і періоду коливання в післяударній фазі.

Отже, наведені результати дають змогу виявити основні фактори, що впливають на реалізацію імпульсно-хвильового режиму роботи ударного механізму:

глибина розташування ударного механізму — з її зменшенням (або збільшенням відстані від зони прихвату) зростає імовірність створення від'ємних внутрішніх сил на верхній межі прихвату;

хід бойка ударного механізму — реалізація імпульсно-хвильової технології потребує використання ударних механізмів з великими довжинами робочих ходів;

сила розрядження замкового пристрою — з її підвищенням зростають динамічні навантаження на зону прихвату (для забезпечення від'ємних внутрішніх сил на верхній межі прихвату сила розрядження не має перевищувати вагу прихваченої компоновки);

компоновка прихваченого (розташованого нижче ударного механізму) інструменту — визначає величину і характер зміни динамічних навантажень на зону прихвату;

компоновка аварійного (розташованого над ударним механізмом) інструменту — зі зменшенням жорсткісних і масових характеристик підвищується імовірність створення від'ємних внутрішніх сил на верхній межі прихвату.

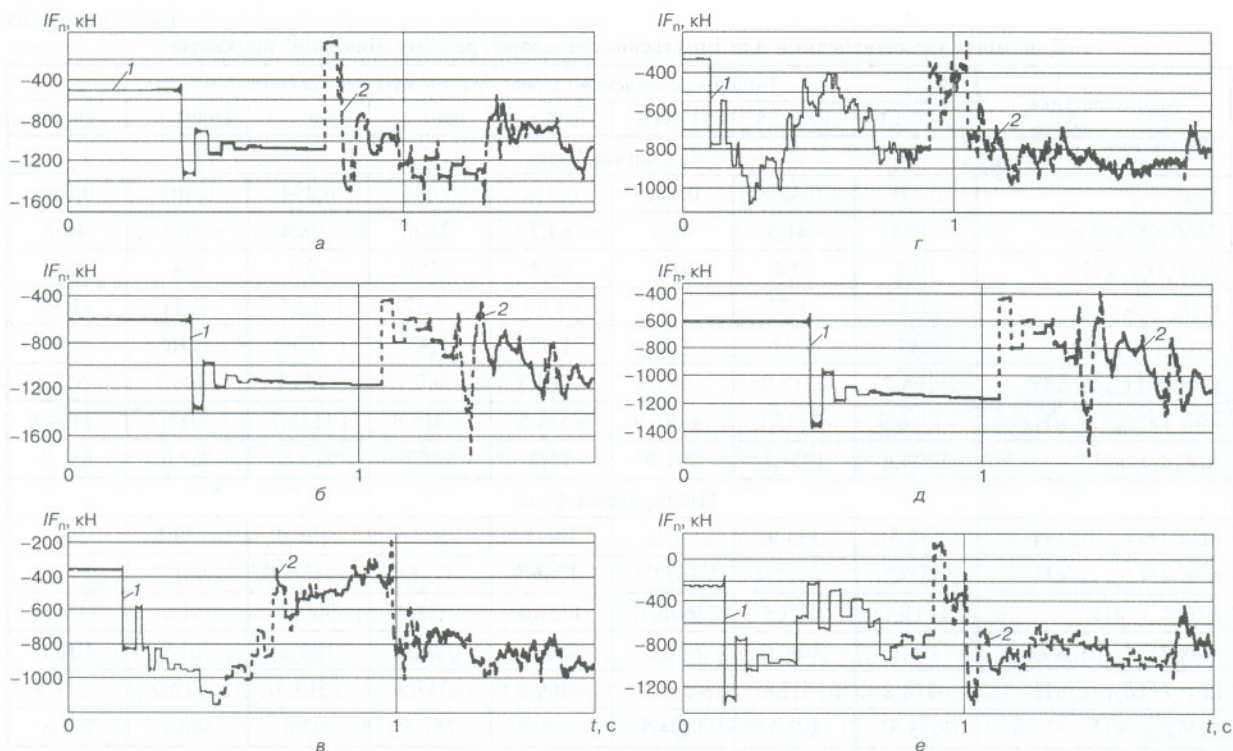


Рис. 8.105. Характер зміни внутрішньої сили на верхній межі прихвату (див. табл. 8.68):
 $a - L_a = 1100 \text{ м}; l = 1,8 \text{ м}; б - L_a = 700 \text{ м}; l = 1,5 \text{ м}; в - L_a = 1900 \text{ м}^*; l = 1,5 \text{ м};$
 $г - L_a = 2200 \text{ м}^{**}; l = 1,5 \text{ м}; д - L_a = 700 \text{ м}; l = 1,5 \text{ м}; F = 400 \text{ кН}; е - L_a = 2000 \text{ м}; l = 1,8 \text{ м};$
 фази: 1 — доударна; 2 — післяударна

Разом з тим вибір імпульсно-хвильової технології потребує її моделювання для конкретних умов виникнення прихвату та наявних ударних механізмів. В окремих ситуаціях можна використовувати технології, за яких умова забезпечення від'ємних внутрішніх сил не виконується точно (рис. 8.105,е).

Реалізація імпульсно-хвильової технології, на відміну від ударного режиму, потребує великих довжин (понад 1 м) робочих ходів ударних механізмів. Таким умовам відповідають ударні механізми ВУК-170 (робочий хід 1 м) та виготовлені американською фірмою «Bowen Tools» (робочий хід 1,22 м).

Технологія ліквідації прихватів ударними механізмами з акселераторами забезпечує істотний (кількісний та якісний) вплив на динамічні характеристики коливальної системи (рис. 8.106). Аналіз цих характеристик свідчить про наявність високочастотних коливань, параметри яких залежать від місця розташування акселератора, параметрів аварійної та прихваченої компоновок. Серед інших факторів вагомо впливають на динамічні характеристики жорсткість акселератора, довжина робочого ходу бойка і дисипативні параметри середовища.

У прикладному плані цінним є вивчення впливу жорсткості акселератора, місця його розташування в аварійній компоновці та деяких технологічних параметрів у комбінації з конструктивними параметрами акселератора і ударного механізму на динамічні характеристики коливальної системи. Нижче на конкретних прикладах (табл. 8.69—8.73) подано оцінку впливу деяких параметрів технології ліквідації прихвату ударним механізмом у компоновці з акселератором на динамічні характеристики коливальної системи.

У табл. 8.69—8.73 додатково позначені:

IMF — імпульс динамічної складової внутрішньої сили на верхній межі прихвату;

IFS — середнє значення динамічної складової внутрішньої сили на верхній межі прихвату;

$\Delta L_{\text{акс}}$ — деформація акселератора на момент розрядження замкового пристрою.

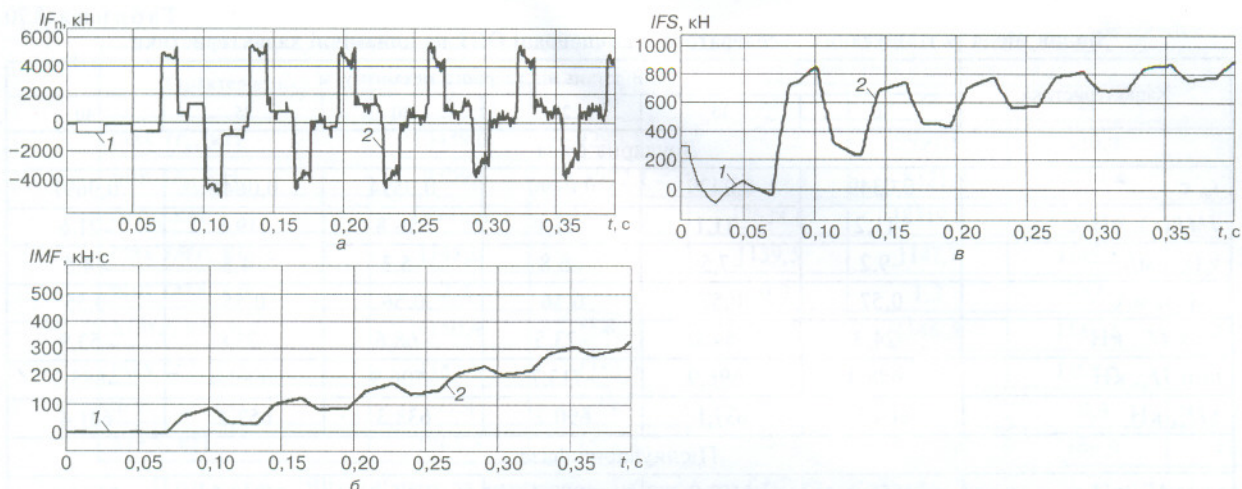


Рис. 8.106. Характер зміни критеріїв динамічної дії на зону прихвату (розрахунки виконано для вихідних даних табл. 8.69 за довжини ОБТ 30 м):
 а — внутрішня сила в місці прихвату; б — імпульс динамічної складової внутрішньої сили в місці прихвату; в — середня динамічна складова внутрішньої сили в місці прихвату;
 фази: 1 — доударна; 2 — післяударна

Таблиця 8.69

Вплив жорсткості акселератора на динамічні характеристики

Характеристика	Без акселератора	Жорсткість акселератора c_a , МН/м					
		0,40	0,50	0,75	1,0	1,5	2,0
Доударна фаза							
t_y , с	0,1223	0,0791	0,0794	0,0802	0,0810	0,0825	0,0841
$IMP(t_y)$, кН·с	-30,5	-21,4	-21,3	-21,3	-21,3	-21,3	-21,3
$v_a(t_y)$, м/с	-1,71	-4,39	-4,35	-4,35	-4,20	-3,71	-3,32
$v_{a1}(t_y)$, м/с	0,52	0,55	0,55	0,54	0,54	0,54	0,54
$\max IF_n$, кН	-71,1	-35,8	-39,0	-64,5	-71,7	-38,8	-23,3
$\min IF_n$, кН	-682,5	-676,5	-686,5	-705,0	-710,3	-676,1	-692,0
ΔIF_n , кН	611,4	640,7	647,5	640,5	638,6	637,3	668,7
$\Delta L_{акс}$, м	0	0,632	0,505	0,337	0,253	0,168	0,126
Післяударна фаза							
$\max IF_a$, кН	1063,2	2847,0	2822,2	3170,8	3504,5	3875,8	4053,1
$\min IF_a$, кН	-380,1	-2162,6	-2113,9	-1956,3	-1953,9	-1866,6	-1798,2
ΔIF_a , кН	1443,3	5009,5	4936,1	5127,1	5458,4	5742,4	5851,3
$\max IF_n$, кН	1849,9	4714,4	4685,5	4511,1	4572,9	4487,7	4404,4
$\min IF_n$, кН	-702,6	-4185,6	-4162,2	-4008,1	-3763,7	-3262,0	-2871,2
ΔIF_n , кН	2552,5	8900,0	8847,7	8519,2	8336,6	7749,7	7275,6
$\max IMF$, кН·с	486,8	1064,8	1131,1	1275,6	1394,4	1577,2	1705,8
$\min IMF$, кН·с	1,1	0,3	0,3	0,6	0,8	1,2	0,9
ΔIMF , кН·с	485,7	1064,5	1130,8	1275,0	1393,6	1576,0	1704,9
$\max IFS$, кН	497,6	1062,7	1123,2	1255,6	1371,5	1548,9	1672,6
$\min IFS$, кН	8,4	3,4	3,8	7,1	9,6	14,6	9,7
ΔIFS , кН	489,2	1059,3	1119,4	1248,5	1361,9	1534,3	1332,9

Примітка. $L_n = 2200$ м; $L_a = 2150$ м; $L_1 = 2100$ м; $l = 0,175$ м; $F_n = 300$ кН; $h_a = h_n = 1,2$ с⁻¹; $d_1 = 127$ мм; $d_{10} = 108,6$ мм; $d_2 = d_3 = 146$ мм; $d_{20} = d_{30} = 74$ мм; $\rho = 1250$ кг/м³; оснастка 5×6; $d_k = 28$ мм; $l_k = 30$ м; акселератор встановлено на глибині $L_1 = 2100$ м; $\Delta L_a = 0,904$ м; $\Delta L_n = 0,006$ м; труби сталеві.

Вплив місця розташування акселератора в компоновці ОБТ на динамічні характеристики

Характеристика	Відстань від ударного механізму, м					
	10	15	20	30	35	40
Доударна фаза						
t_y , с	0,0349	0,0429	0,0490	0,0594	0,0646	0,0697
$IMP(t_y)$, кН·с	-11,2	-11,1	-11,1	-16,8	-19,6	-21,6
$v_a(t_y)$, м/с	-9,2	-7,5	-6,8	-5,3	-4,5	-4,5
$v_{a1}(t_y)$, м/с	0,57	0,57	0,56	0,56	0,55	0,55
$\max IF_n$, кН	-24,3	-59,8	-23,5	-68,6	-27,8	-53,9
$\min IF_n$, кН	-688,4	-696,9	-713,7	-706,9	-680,0	-685,3
ΔIF_n , кН	664,1	637,1	690,2	638,3	652,2	631,4
Післяударна фаза						
$\max IF_a$, кН	4655,9	4452,9	4002,1	3166,9	3039,5	2669,8
$\min IF_a$, кН	-4401,7	-4121,2	-3679,8	-2815,4	-2710,0	-2370,9
ΔIF_a , кН	9057,6	8574,1	7687,9	5982,3	5749,5	5040,7
$\max IF_n$, кН	9244,1	8071,0	7330,0	5366,7	5191,3	5283,9
$\min IF_n$, кН	-9502,0	-7759,1	-6473,0	-5472,9	-5188,1	-4936,1
ΔIF_n , кН	18746,1	15830,1	13803,0	10839,6	10379,3	10220,0
$\max IMF$, кН·с	818,3	829,9	834,0	841,9	870,1	-874,8
$\min IMF$, кН·с	-1,2	1,1	0	-2,6	-2,6	-2,3
ΔIMF , кН·с	819,5	828,8	834,0	844,6	872,8	877,1
$\max IFS$, кН	849,0	847,9	851,8	858,7	881,7	869,8
$\min IFS$, кН	-35,3	25,3	0,6	-38,6	-38,4	-33,2
ΔIFS , кН	884,4	822,6	851,2	897,4	920,0	903,0

Примітка. Акселератор ($c_a = 0,5$ МН/м) встановлено всередині секції ОБТ-146 аварійної компоновки; $\Delta L_{акс} = 0,505$ м. Інші дані аналогічні даним табл. 8.69.

Таблиця 8.71

Вплив місця розташування акселератора на динамічні характеристики

Характеристика	Довжина ОБТ в аварійній компоновці, м					
	8	10	12	16	20	30
Доударна фаза						
t_y , с	0,0309	0,0348	0,0385	0,0442	0,0490	0,0593
$IMP(t_y)$, кН·с	-11,3	-11,2	-11,2	-11,1	-11,1	-16,6
$v_a(t_y)$, м/с	-10,3	-9,3	-8,4	-7,3	-6,8	-5,2
$v_{a1}(t_y)$, м/с	-0,58	-0,58	-0,57	0,57	0,56	-0,56
$\max IF_n$, кН	-64,5	-66,4	-45,2	-68,0	-69,7	-73,3
$\min IF_n$, кН	-680,9	-720,2	-691,6	-679,0	-715,0	-719,9
ΔIF_n , кН	616,4	653,8	646,4	611,0	646,3	646,6
$\Delta L_{акс}$, м	0,434	0,438	0,441	0,448	0,454	0,471
Післяударна фаза						
$\max IF_a$, кН	5420,3	4812,6	4652,3	6971,3	4090,4	3259,8
$\min IF_a$, кН	-4564,1	-4182,0	-4040,3	-5173,0	-3417,7	-2607,5
ΔIF_a , кН	9984,4	8994,6	8692,6	12144,3	7508,1	5867,3

Характеристика	Довжина ОБТ в аварійній компоновці, м					
	8	10	12	16	20	30
$\max IF_n$, кН	10439,0	9290,5	9188,2	9997,8	7330,0	5569,8
$\min IF_n$, кН	-9509,6	-8972,1	-8450,4	-8321,2	-6734,4	-5225,4
ΔIF_n , кН	19948,6	18262,6	17638,6	18319,0	14064,4	10795,3
$\max IMF$, кН·с	1148,0	1147,6	1139,5	1147,7	1145,5	1150,5
$\min IMF$, кН·с	-2,4	-1,2	-0,2	1,2	-1,0	-2,7
ΔIMF , кН·с	1150,4	1148,8	1139,5	1146,5	1146,5	1153,2
$\max IFS$, кН	1187,8	1183,8	1175,7	1178,2	1168,5	1157,5
$\min IFS$, кН	-77,4	-34,7	-6,0	22,1	-0,4	-38,9
ΔIFS , кН	1265,3	1218,4	1181,6	1156,0	1168,9	1196,4

Примітка. Вихідні дані, за виключенням довжини ОБТ в аварійній компоновці, ті самі, що і в табл. 8.70. Акселератор ($c_a = 0,5$ МН/м) встановлено над ОБТ.

Таблиця 8.72

Вплив місця розташування акселератора в однорозмірній аварійній компоновці на динамічні характеристики

Характеристика	Відстань від ударного механізму, м					
	8	10	12	16	20	30
Доударна фаза						
t_y , с	0,0173	0,0193	0,0212	0,0244	0,0276	0,0338
$IMP(t_y)$, кН·с	-4,36	-5,51	-6,60	-8,53	-10,3	-11,3
$v_a(t_y)$, м/с	-18,0	-16,0	-14,6	-12,1	-12,6	-8,9
$v_{a1}(t_y)$, м/с	0,58	0,57	-0,59	-0,58	-0,58	0,58
$\max IF_n$, кН	-64,7	-54,8	-56,5	-39,5	-30,5	-41,3
$\min IF_n$, кН	-686,2	-688,1	-680,0	-671,3	-720,4	-708,1
ΔIF_n , кН	621,5	633,3	623,5	631,8	690,9	666,8
$\Delta L_{акс}$, м	0,426	0,427	0,429	0,430	0,433	0,439
Післяударна фаза						
$\max IF_a$, кН	4318,1	4704,0	4080,4	3465,0	3146,5	3044,3
$\min IF_a$, кН	-4052,7	-4925,8	-3846,9	-3859,8	-3289,1	-3070,6
ΔIF_a , кН	8370,8	9629,8	7927,3	7324,8	6435,6	6114,9
$\max IF_n$, кН	9092,1	8854,5	7637,0	7129,8	6664,3	5995,4
$\min IF_n$, кН	-5971,5	-7317,4	-7513,8	-6629,3	-7396,2	-6378,5
ΔIF_n , кН	15063,6	16171,9	15150,8	13759,1	14060,5	12373,9
$\max IMF$, кН·с	633,7	643,3	644,5	643,6	639,7	662,1
$\min IMF$, кН·с	-2,2	-2,8	-2,7	-2,5	-2,6	-1,5
ΔIMF , кН·с	635,9	646,1	647,3	646,1	642,3	663,6
$\max IFS$, кН	987,7	1247,3	1081,5	1148,7	1208,0	1161,9
$\min IFS$, кН	-80,7	-95,3	-94,0	-89,0	-90,2	-44,5
ΔIFS , кН	1068,4	1342,6	1175,5	1237,8	1298,2	1206,4

Примітка. Вихідні дані, за виключенням аварійної компоновки ($d_1 = 127$ мм; $d_{10} = 108,6$ мм); ті самі, що і в табл. 8.70. Результати розрахунку: $\Delta L_a = 0,92$ м; $\Delta L_n = 0,006$ м.

Залежність $\max IF_n$ від довжини робочого ходу бойка ударного механізму, жорсткості акселератора і довжини ОБТ в аварійній компоновці

Довжина ходу бойка, м	Жорсткість акселератора $c_a = 0,5$ МН/м				
	0,25	0,50			1,00
	Довжина ОБТ, м				
	9	9	18	27	9
0,150	9785	9425	7449	6534	8611
0,175	10449	9967	7474	6253	8969
0,200	10938	10901	8056	6421	9536
0,225	12169	11350	8161	6468	9706
0,250	12678	11713	8063	6516	9795
0,275	13113	12017	8253	6963	9900
0,300	13519	12284	8370	7200	10061
0,350	14250	12723	8727	7875	9736
0,400	14892	13046	9346	8042	9634
0,500	16059	12845	9642	7522	7872
0,600	16258	12842	9506	7664	4378
0,700	16908	12977	9173	7330	4953
1,00	18285	9729	7216	5722	2831

Примітка. $L_n = 2200$ м; $L_a = 2150$ м; $F_n = 300$ кН; $\rho = 1250$ кг/м³; оснастка 5×6 ; $d_k = 28$ мм; $l_k = 30$ м; $h_a = h_n = 1,2$ с⁻¹; $d_1 = 127$ мм; $d_{10} = 108,6$ мм; $d_2 = d_3 = 146$ мм; $d_{20} = d_{30} = 74$ мм; труби сталеві.

У табл. 8.69 показаний вплив жорсткості акселератора за інших однакових умов на динамічні характеристики. Зі зменшенням жорсткості акселератора підвищуються максимальні значення внутрішніх сил на верхній межі прихвату та їх розмах. Для імпульсу та середнього значення динамічної складової внутрішньої сили на верхній межі прихвату спостерігається протилежна картина: з підвищенням жорсткості c_a збільшуються їх значення та розмах. Для наведених умов (хід бойка, сила розрядження замкової пари і т. ін.) вплив жорсткості акселератора на імпульс коливальної системи незначний.

Згідно з результатами розрахунків динамічних характеристик для компоновки без акселератора (табл. 8.69) використання акселераторів сприяє підвищенню на верхній межі прихвату максимальних внутрішніх сил у 2,38—2,55 раза, максимальних значень імпульсу динамічних складових внутрішніх сил у 2,19—3,50 і максимальних середніх значень динамічних складових внутрішніх сил у 2,14—3,36 раза.

За результатами розрахунків впливу місця розташування акселератора в аварійній дво-розмірній компоновці з 50-м ОБТ-146 на динамічні характеристики коливальної системи (табл. 8.70) встановлено, що зі збільшенням відстані розташування акселератора від ударного механізму відбувається:

підвищення імпульсу коливальної системи в момент зіткнення бойка з ковадлом;
зниження максимальних значень внутрішніх сил на верхній межі прихвату та їх розмаху;

підвищення максимальних значень імпульсу та середніх динамічних складових внутрішніх сил на верхній межі прихвату.

У табл. 8.71 наведено результати розрахунку впливу довжини ОБТ при розташуванні акселератора над ОБТ в аварійній компоновці на динамічні характеристики. Внаслідок такого

розташування акселератора максимальні значення внутрішніх сил, їх розмаху, імпульсу та середніх динамічних складових спостерігаються за незначних довжин ОБТ (у межах однієї труби).

У табл. 8.72 для порівняння наведені результати розрахунків динамічних характеристик за таких самих даних в однорозмірній аварійній компоновці. Зіставлення даних табл. 8.72 і 8.71 показало, що наявність ОБТ підвищує максимальні внутрішню силу (в 1,1–1,4 раза) та імпульс динамічної складової внутрішньої сили на верхній межі прихвату (в 1,7–1,8 раза). Менш істотно впливає наявність ОБТ на максимальне значення середньої динамічної складової внутрішньої сили на верхній межі прихвату.

Наведені результати впливу жорсткості акселератора та його місця розташування в аварійній компоновці на динамічні характеристики коливальної системи належать до заданих умов (ударний механізм із малою довжиною робочого ходу бойка, типи аварійних і прихвачених компоновок і т.ін.). Згідно з аналізом результатів обчислень ці фактори вагомо впливають на динамічні характеристики коливальних систем.

У табл. 8.73 для прикладу наведено результати розрахунку сумісного впливу довжини робочого ходу бойка ударного механізму, жорсткості акселератора та довжини ОБТ в аварійній компоновці на максимальну внутрішню силу на верхній межі прихвату. Ці результати свідчать про наявність оптимальних поєднань цих параметрів. У цій таблиці оптимальні значення IF_n виділені. Причому для акселераторів із меншою жорсткістю максимальна внутрішня сила досягається використанням ударних механізмів із більшою довжиною робочого ходу бойка.

Зазначимо, що для інших динамічних характеристик також існують оптимальні поєднання конструктивно-технологічних параметрів.

Отже, наведені дослідження свідчать про високу ефективність аварійних компоновок з акселераторами під час ліквідації прихватів ударними механізмами. Одержані результати складають основу для вибору конструктивних параметрів акселераторів і ударних механізмів та технології їх використання для підвищення динамічної дії на зону прихвату.

Використання технології ліквідації прихватів ударними механізмами (в тому числі і в компоновці з акселераторами) ґрунтується на такій логічній процедурі прийняття рішення: *діагностика умов виникнення прихвату → прийняття рішення про доцільність застосування технології ліквідації прихватів ударними механізмами → обґрунтування критерію динамічної дії на зону прихвату → формування множини допустимих альтернатив → моделювання технологій ліквідації прихватів → вибір раціональної технології.*

Залежно від природи утримуючої сили можуть бути використані різні критерії динамічної дії на зону прихвату (внутрішня сила на верхній межі прихвату, імпульс її динамічної складової, імпульс коливальної системи та ін.). Наприклад, для внутрішньої сили на верхній межі прихвату:

максимізація внутрішньої сили забезпечує руйнування зон контакту спрямованими уверх динамічними навантаженнями (ударний режим);

мінімізація внутрішньої сили забезпечує руйнування зон контакту спрямованими униз динамічними навантаженнями (імпульсно-хвильовий режим);

максимізація розмаху внутрішньої сили забезпечує втомне руйнування зон контакту знакозмінними динамічними навантаженнями.

Досвід ліквідації прихватів на площах бурового управління «Укрбургаз» показав, що позитивні результати були одержані при нанесенні понад 500, а в окремих випадках — близько 1000 ударів. Це підтверджує втомний механізм руйнування зони контакту інструменту зі стінкою свердловини.

Практична реалізація такої процедури тісно зв'язана із застосуванням методики оцінки дисипативних параметрів, програмного комплексу для розрахунку динамічних характеристик коливальної системи та систематики і аналізу результатів використання технологій ліквідації прихватів ударними механізмами.

Звільнення прихваченого інструменту вибухами торпед. Торпеди з детонувального шнура призначені для двох цілей:

повного звільнення прихваченої бурильної колони методом створення вибухової хвилі; полегшення відкручування різьбового з'єднання труб, які знаходяться вище місця прихвату.

У першому випадку при вибуху торпеди напроти зони прихвату ударна хвиля сприяє відриву труб від стінки свердловини або від сальника.

Цей метод дає позитивні результати, якщо застосовувати його одразу ж після виникнення прихвату і перед встановленням ванн. Застосування цього методу після ванн та інших тривалих робіт не дає відчутного результату. Торпеди типу ТДШ рекомендується використовувати за тиску в місці вибуху до 80 МПа і температури до 120 °С.

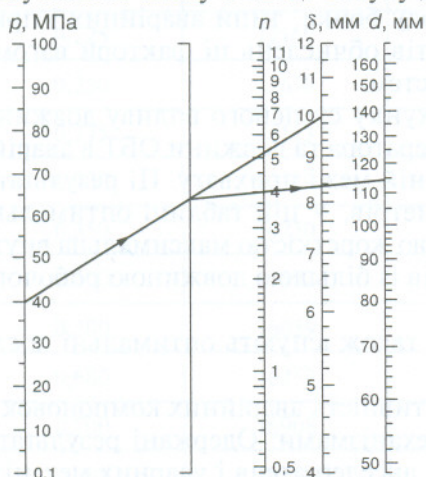


Рис. 8.107. Номограма для визначення кількості рядів детонувального шнура марки ДШВ для торпед ТДШ

Торпеди виготовляють з детонувального шнура марок ДШВ, ДШУ і ДШТ. У свердловинах з великими температурами потрібно застосовувати детонувальний термостійкий шнур і відповідні вибухові патрони. Величина заряду торпеди має забезпечити необхідний ефект і виключити пошкодження труби.

Потрібну кількість рядів детонувального шнура марки ДШВ визначають за номограмою (рис. 8.107). Для цього з'єднують прямою лінією точки, які вказують на гідростатичний тиск p у місці вибуху і товщину стінки δ труби, в якій буде проведено вибух. З точки перетину цієї прямої з проміжною прямою (без поділок) проводять пряму до точки, яка вказує на зовнішній діаметр d труб, в яких буде проведено вибух. У точці перетину цієї прямої зі шкалою n отримаємо шукану кількість рядів шнура марки ДШВ для свердловини з густиною бурового розчину 1000 кг/м³.

Для бурового розчину великої густини кількість рядів буде більшою, тому треба одержану за номограмою кількість рядів шнура розділити на коефіцієнт c (табл. 8.74).

Таблиця 8.74

Оцінка коефіцієнта c для визначення кількості рядів шнура ДШВ
Азербайджанського філіалу «ВНИИГЕОфизика»

Буровий розчин	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Коефіцієнт c
Вода	1000	15	1
Необроблений буровий розчин	1260	до 60	0,9
Оброблений і обважнений буровий розчин	1500	до 60	0,85
	1500	до 200	0,8
	2000	до 100	0,8
	2000	до 200	0,7

Довжина торпеди ТДШ для ліквідації прихвату має дорівнювати або бути трохи більшою за довжину зони прихвату, але з розрахунком, щоб загальна маса заряду не перевищувала 5 кг.

Для ліквідації прихвату за допомогою шнурової торпеди ТДШ проводять такі роботи: визначають інтервал або верхню межу прихвату;

спускають у свердловину торпеду потрібної довжини і встановлюють її напроти зони прихвату;

натягують бурильну колону з максимально можливим зусиллям; здійснюють вибух.

Після цього колона має звільнитися.

Розходження бурильної колони з відбивкою її ротором треба починати одразу після вибуху торпеди ТДШ.

Для торпедування без визначення знаходження замкового з'єднання торпеди вибирають на 2—3 м більшими за довжину труби (в зоні торпедування), щоб забезпечити розташування заряду навпроти замкового з'єднання.

На практиці часто трапляються випадки, коли колона прихвачена на велику довжину і заряду в 5 кг для її звільнення недостатньо. Тоді здійснюють кілька послідовних операцій торпедування і роз'єднання колони частинами.

Перевага цього способу полягає в можливості керування процесом роз'єднання, що виключає роз'єднання колони в небезпечних зонах (наприклад, у кавернах і під башмаком обсадної колони).

Технологія проведення робіт для звільнення колони способом шнурового торпедування подібна до технології роз'єднання різьбового з'єднання, тобто заряд торпеди слід розташовувати не менше ніж на 1—2 м нижче від муфти, в якій розкручується колона. Маса заряду має не перевищувати 5 кг, оскільки в протилежному разі можливі ускладнення від дії ударної хвилі. Довжина вивільненої частини обмежена масою заряду.

Послідовність робіт для вивільнення прихваченої колони роз'єднанням її за допомогою вибуху є такою. Спочатку визначають місце прихвату акустичним цементоміром або прихватовизначником, після чого бурильну колону закручують ротором. Залежно від довжини торпеди (із врахуванням маси заряду) вибирають довжину труб, які можна розкрутити, далі бурильну колону натягують із зусиллям, що дорівнює її вазі, до замка, в якому передбачається роз'єднання колони.

Натягнуту колону закріплюють у клинах і закручують. У труби спускають шаблон торпеди, потім торпеду, здійснюють вибух, піднімають кабель із рештками вузлів торпеди, труби розкручують і встановлюють циркуляцію розчину.

Свердловину промивають, і колону піднімають.

Оббурювання інструменту та звільнення його частинами — це надійний спосіб за наявності достатнього зазору між бурильними трубами і стінкою свердловини. Для його застосування треба використовувати тонкостінні труби з обов'язковим установленням у нижній частині кільцевого фрезера. Під час оббурювання зв'язок між поверхнею труби і фільтраційною глинистою кіркою руйнується.

Величина кільцевого зазору впливає на тривалість оббурювання та його інтервал.

Забороняється залишати трубу, якщо оббурюється затрубний простір, на тривалий час без руху, навіть під час підготовчих робіт до нарощування бурильних труб рекомендується її постійно обертати.

Після оббурювання прихвачених труб на довжину 2—3 труб їх з'єднують із замковим елементом або ловильним інструментом, розходжують і роблять спробу ці труби підняти. Якщо це не дає результату, то зрізають оббурені труби або роз'єднують їх над верхньою межею прихвату, використовуючи для послаблення різьбового з'єднання торпеду.

Після звільнення частини оббурених труб роботи з оббурювання повторюють, пробують звільнити прихвачені труби розходжуванням і за відсутності результатів їх знову зрізають або розкручують. Зазначені роботи повторюють, до повного витягнення прихвачених труб.

Витягування бурильної колони частинами. Відкручування обертанням ротора вліво правої бурильної колони, яка знаходиться у свердловині, — процес складний, він потребує досвіду і великої обережності.

Причини ускладнення аварії можуть бути такими:

відкручування не одного різьбового з'єднання, а одразу кількох (унаслідок чого відкручені частини правої бурильної колони можуть стати в два ряди у стовбурі свердловини); відхилення верху бурильної колони убік від центру ловильного інструменту; поломка лівої бурильної колони в момент відкручування правої колони тощо.

Тому, перш ніж приступити до витягування колони труб частинами шляхом її розгвинчування, потрібно детально вивчити стан прихваченої колони і стовбура свердловини.

Насамперед слід виконати таке.

1. Зіставити розміри свердловини та бурильної колони. Якщо діаметр свердловини більший двох діаметрів бурильних труб, то це може викликати після розгвинчування бурильної колони в декількох місцях установаження труб у два ряди.

2. Уточнити тип і якість бурильних труб та їх з'єднань. Якщо бурильна колона складається з труб із привареними замками або з замками, накрученими гарячим методом кріплення, то це виключає відкручування одного ніпеля або одної муфти і, отже, прискорює роз'єднання колони. Коли прихвачена колона складається із труб другого класу і нижче, ймовірність обриву і роз'єднання труб одночасно в кількох місцях збільшується. Тому з відкручуванням бурильної колони аварія може ускладнитися. Зношення труб і з'єднань, які входять до комплексу прихваченої бурильної колони, потребує її торпедування.

3. Вияснити розташування колони труб у свердловині. Якщо прихвачена колона знаходиться дещо вище башмака попередньої колони, то роз'єднання бурильної колони може бути успішним. Якщо ж в інтервалі роз'єднання бурильної колони свердловина не перекрита обсадними трубами і має велику кількість каверн, то роз'єднання бурильної колони може не дати результатів. Чим глибша свердловина і чим більший вихід бурильної колони з-під башмака обсадної колони, тим важче її розкручувати.

4. Роз'єднання бурильної колони буде успішним, якщо породи, що складають розріз, є стійкими, а стовбур свердловини має невелику кривизну.

Поеднання зазначених та інших сприятливих умов для роз'єднання бурильної колони ще не забезпечує позитивного закінчення операції роз'єднання.

Для того щоб цей процес дав позитивний результат, потрібно ретельно виконувати напрацьовані багаторічною практикою такі мінімальні вимоги щодо технології роз'єднання бурильної колони частинами.

1. Ніколи не слід розкручувати бурильні труби великого діаметра трубами меншого діаметра. Застосування, наприклад, 114-мм лівих бурильних труб для роз'єднання 140-мм правих може лише ускладнити стан прихваченої колони.

2. Перш ніж розпочати роз'єднання бурильної колони, слід забезпечити обертання ротора з мінімальною частотою (20—40 об/хв). Для цього потрібно перевірити співвідношення кількості зубців на зірочках приводу ротора на піднімальному валі лебідки і валі ротора і у разі потреби замінити їх. Крім зменшення частоти обертання, цим досягаються передача ротору максимальних зусиль від приводу і плавність відкручування.

3. У ловильного інструменту, який опускають для роз'єднання, мають бути напрямні та центрувальні пристрої. Розмір пристроїв має бути максимально допустимим.

4. Ліві бурильні труби не можна з'єднувати у свічі на муфтах. Муфтові з'єднання самі (за певних умов) є джерелом аварії.

Як ліві бурильні труби рекомендується використовувати труби незбірної конструкції. Досвід ловильних робіт показав, що для їх виконання ефективним є застосування беззамкових труб із алюмінієвих сплавів. Особливо добре зарекомендували себе беззамкові труби діаметром 147 мм із товщиною стінки 11 мм і діаметром 90 мм із товщиною стінки 9 мм.

5. Ведуча труба до початку роз'єднання має виступати над ротором не менше ніж на 2 м.

6. Не можна допускати фрезерування бурильних труб обсадними трубами без надітого на їх кінець кільцевого фрезера. Здебільшого це призводить до залишення обсадних труб у затрубному просторі.

7. Під час розкручування бурильної колони треба слідкувати за кріпленням стовбура вертлюга до ведучої труби, тому що є багато випадків роз'єднання цього з'єднання внаслідок недогляду за станом різьб. Перед роботою лівими бурильними трубами слід обов'язково встановити верньєр-манометр індикатора ваги, який фіксує найменші зміни ваги бурильної колони, що характеризує ступінь відкручування бурильної колони.

8. Для попередження поломок бурових ключів при з'єднанні труб треба підмотувати нитки пенькового каната на один-два витки замкової різьби ніпеля, що набагато полегшує роз'єднання колони під час її піднімання. В інших випадках для прискорення роз'єднання бурильних труб колони, що піднімається, підігривають замкове з'єднання кисневими горілками або паяльними лампами з дотриманням відповідних вимог техніки безпеки. З вищевикладеного випливає, що розкручувати праву бурильну колону треба лише в крайньому разі, коли є відповідні сприятливі умови або коли не можна пропустити в колону торпеду із установленням її над долотом або ОБТ, наприклад, якщо всередині колони або у верхній її частині встановлено перехідник із невеликим прохідним отвором і якщо прихват колони стався після її обриву у верхній частині, а з'єднання мітчика з інструментом не дає змоги пропустити торпеду.

9. Перед роботою лівими бурильними трубами натягують бурильну колону з правими різьбами із зусиллям, що дорівнює її вазі, і обертають колону вліво. В момент відкручування відбувається стрибок показань ГІВ. Після витягування відкручених правих труб продовжують розкручувати колону лівими бурильними трубами до місця прихвату без фрезерування частини колони, яка знаходиться в свердловині.

Проте не слід надмірно захоплюватися роз'єднанням бурильної колони без фрезерування, оскільки навіть частково прихвачену трубу довжиною 10—12 м у багатьох випадках відкрутити неможливо.

До прихваченої ділянки бурильної колони спускають кільцевий фрезер, який прикріплюється до обсадних труб. Довжина останніх має бути на 2—3 м більша за довжину свічі або труби, яку фрезерують. Інколи замість обсадних труб застосовують корпус турбобура з верхнім перехідником. До нижньої частини корпусу прикріплюють кільцевий фрезер, оскільки у разі фрезерування лівим фрезером можливе відкручування правих бурильних труб, які знаходяться в свердловині. Для роботи лівим фрезером на обсадних трубах або на корпусах турбобурів перерізають різьбу з правої на ліву.

Бурильні труби фрезерують роторним способом за частоти обертів колони не більше 60—80 об/хв із навантаженням 20—60 кН за швидкості піднімального потоку рідини не менше 1,2 м/с.

Після фрезерування бурильних труб на довжину фрезера з обсадними трубами свердловину промивають до вирівнювання густини промивальної рідини і піднімають фрезер. Під час промивання не можна залишати фрезер без руху, оскільки він може бути прихваченим. Після цього опускають ліві бурильні труби і відкручують частину правої бурильної колони, яка знаходиться у свердловині. Далі послідовно із фрезеруванням відкручують наступні труби. Мітчик, дзвін, напрямні пристрої для центрування (мітчиків та дзвонів) і типи фрезерів вибирають відповідно до їх паспортних даних.

Турбобури, електробури і ОБТ фрезерують тоді, коли діаметри свердловини і предмету, який фрезерують, відрізняються між собою на 95—100 мм.

У процесі фрезерування бурильних труб, які знаходяться у свердловині, важко ввести труби в кільцевий фрезер. Як відомо, різниця між зовнішнім діаметром фрезера і діаметром свердловини в 25—30 мм не завжди забезпечує захід труби у фрезер одразу ж, оскільки дуже рідко труба розташована в центрі свердловини.

Частіше всього фрезер відразу стає на трубу. Легкими поворотами з невеликим навантаженням 5—20 кН вдається ввести трубу у фрезер, але не завжди. Тоді в інтервалі залягання твердих порід доводиться застосовувати підвищені навантаження. Для цього створюють навантаження на верхній кінець труб до 100—120 кН і під час наступних періодичних провертань ротора можна завести трубу у фрезер. Збільшення навантаження на гак свідчить про те, що фрезер заходить у затрубний простір. Легкість обертання ротора (що видно з роботи ротора та ланцюгової передачі) підтверджує, що фрезер знаходиться в затрубному просторі.

Спосіб витягування бурильної колони частинами є дуже складним, він потребує великого досвіду та обережності. Недолік цього способу полягає в тому, що від'єднати колону труб

у прихваченій ділянці не завжди вдається. Роз'єднання часто відбувається значно вище місця прихвату або на несприятливій ділянці — навпроти каверн, де утруднене наступне з'єднання з колоною труб, яку треба витягнути; в місцях з найбільш зношеними різбовими з'єднаннями порівняно з тими, що знаходяться навпроти місця вибуху торпедою типу ТДШ; на ділянках зависання колони на стінках стовбура свердловини або на ділянках з менш навантаженими різбовими з'єднаннями. Крім того, іноді недоцільно роз'єднувати замкове з'єднання (внаслідок малих зазорів між бурильними і обсадними трубами), оскільки це виключає застосування зовнішніх ловильних інструментів або оббурювання.