

Доц. др Саша М. Јовановић  
Доц. др Јасна Д. Толмач



# ОСНОВЕ РЕМОНТА БУШОТИНА

Зрењанин  
2023.

## **ОСНОВЕ РЕМОНТА БУШОТИНА**

Прво издање

### **Издавач:**

Технички факултет "Михајло Пупин", Зрењанин

### **Аутори:**

др Саша М. Јовановић, доцент

др Јасна Д. Толмач, доцент

### **Рецензенти:**

др Дарко Радованчевић, доцент

Бошко Лаловић, дипл. инж. руд., НИС а.д. (директор групе сервиса за одржавање рударске и производне опреме)

### **За издавача:**

Главни и одговорни уредник,

проф. др Милан Николић, декан

### **Техничка обрада:**

др Драгана Радосављевић, ванредни професор Факултета техничких наука у Косовској Митровици

### **Дизајн корица:**

Огњен Поповић, дипл. инж. руд.

### **Лектор:**

MSc Светлана Добросављев

CIP - Каталогизација у публикацији

Библиотека Матице српске, Нови Сад

622.276:622.323/.324(075.8)

### **ЈОВАНОВИЋ, Саша, 1979-**

Основе ремонта бушотина [Електронски извор] / Саша М. Јовановић, Јасна Д. Толмач. - Зрењанин : Технички факултет "Михајло Пупин", 2023. - 1 електронски оптички диск (CDROM); 12 ст. - (Библиотека Уџбеници / Технички факултет "Михајло Пупин", Зрењанин ; 252)

Насл. са насловног екрана. - Библиографија.

ISBN 978-86-7672-367-6

1. Толмач, Јасна, 1985-

а) Експлоатација нафте - Ремонт бушотина б) Експлоатација гаса - Ремонт бушотина

COBISS.SR-ID 125993225

# Садржај

ПРЕДГОВОР.....	6
1. УВОДНИ ДЕО .....	7
2. ОСНОВНИ ПОЈМОВИ И РАДОВИ КОЈИ ПРЕТХОДЕ РЕМОНТУ БУШОТИНА .....	13
2.1 Основно о угљоводонцима .....	13
2.2 Дефиниција и типови бушотина .....	16
2.3 Опште о лежишту нафте и гаса, истраживању, бушењу, освајању и планирању ремонта.....	19
2.4 Планирање ремонтних и стимулативних радова у производним нафтним и гасним бушотинама .....	27
2.5 Основни појмови и класификација ремонтних радова .....	36
2.5.1 Капитални и текући ремонт бушотина .....	38
3. ОПРЕМА ЗА ТЕКУЋИ И КАПИТАЛНИ РЕМОНТ БУШОТИНА .....	43
3.1 Класификација опреме за текући и капитални ремонт бушотина .....	43
3.2 Опрема за операције подизања и спуштања .....	44
3.2.1 Алат.....	44
3.2.1.1 Елеватори .....	44
3.2.1.2 Ручни кључеви .....	45
3.2.2 Средства за механизацију .....	46
3.2.2.1 Аутоматски елеватор.....	46
3.2.2.2 Аутоматски цевни кључеви .....	47
3.2.2.3 Аутоматски кључеви са клипном шипком.....	48
3.2.3 Опрема за подизање терета.....	49
3.2.3.1 Систем котурача (непокретне, покретне).....	49
3.2.3.2 Ремонтне дизалице .....	49
3.2.3.3 Уређаји за испитивање бушотина .....	51
3.3 Опрема за технолошке операције.....	52

3.3.1 Надземна опрема.....	52
3.3.1.1 Цементациони агрегати.....	52
3.3.1.2 Постројења за мешање песка.....	53
3.3.1.3 Киселински агрегати.....	54
3.3.1.4 Парна покретна постројења .....	55
3.3.1.5 Постројења за испирање топлом нафтом .....	55
3.3.1.6 Постројења са савитљивим тубинг цевима.....	56
3.3.1.6 Опрема на устима бушотине .....	57
3.3.2 Опрема и алат који се спуштају у бушотину .....	59
3.3.2.1 Алати за инструментацију.....	59
3.3.2.2 Алат за резање .....	65
3.3.2.3 Пакери .....	67
3.3.2.4 Перфоратори.....	67
4. ТЕХНОЛОГИЈА ТЕКУЋЕГ РЕМОНТА БУШОТИНА.....	69
4.1 Методе гушења дотока флуида у бушотини .....	69
4.2 Компликације код експлоатације еруптивних бушотина.....	70
4.3 Механизована експлоатација бушотина клипним дубинским пумпама..	73
4.4 Механизована експлоатација бушотина са дубинским електричним центрифугалним пумпама, завојним електричним дубинским пумпама, електричним мембранским пумпама.....	76
4.5 Отклањање пешчаних чепова у бушотинама .....	77
4.6 Чишћење дна бушотине хидро – вакумским пумпама .....	78
4.7 Продувавање компримованим ваздухом, испирање аерисаним флуидима и пеном.....	78
4.8 Испирање бушотина топлом нафтом.....	79
4.9 Начини спречавања стварања чепова с наслагама соли.....	79
4.10 Начини спречавања стварања и уклањања наслага смола и парафина .	80
5. ТЕХНОЛОГИЈА КАПИТАЛНОГ РЕМОНТА БУШОТИНА .....	82
5.1 Припрема, провера и испитивање бушотина.....	82
5.1.1 Технологија и флуиди за гушење бушотина .....	83

5.1.2	Хидродинамичка (ХДИ) и геофизичка (ГФК) испитивања.....	84
5.1.2.1	Хидродинамичка (ХДИ) испитивања .....	84
5.1.2.2	Геофизичка (ГФК) испитивања .....	85
5.1.3	Провера техничког стања експлоатационе колоне.....	88
5.2	Ремонтно – корективни радови у бушотинама.....	89
5.2.1	Отклањање нехерметичности експлоатационе колоне .....	90
5.2.2	Тампонажа .....	90
5.2.2.1	Тампонажа под притиском кроз експлоатациону колону ....	90
5.2.2.2	Тампонажа под притиском кроз тубинг постављен изнад зоне убацивања смеше иза колоне .....	91
5.2.3	Отклањање нехерметичности експлоатационе колоне с применом композиције од 2 пакера.....	91
5.2.4	Постављање металног фластера.....	93
5.2.5	Спуштање додатне заштитне колоне мањег пречника .....	93
5.2.6	Отклањање улубљења експлоатационе колоне .....	95
5.3	Ремонтно – изолациони радови (РИР) у бушотинама .....	95
5.4	Отклањање хаварија насталих у процесу експлоатације или ремонта ..	100
5.5	Класификација метода деловања на прибушотинску зону слоја .....	105
5.6	Деловање на слој и на прибушотинску зону слоја хемијским методама .....	106
5.7	Деловање на слој и на прибушотинску зону слоја физичким методама	112
5.7.1	Механичке методе .....	113
5.7.2	Термичке методе.....	117
5.7.3	Таласне методе .....	121
5.8	Деловање на слој и на прибушотинску зону слоја гасним методама.....	123
5.8.1	Комбиноване методе.....	126
5.9	Ремонтни радови у хоризонталним бушотинама са применом постројења са савитљивим тубинг цевима и колоном савитљивог тубинга	127
5.10	Прекатегоризација бушотина са једне намене на другу.....	137
6.	ОСНОВНЕ КОМПОНЕНТЕ РЕМОНТНОГ ПОСТРОЈЕЊА .....	144
	Литература .....	154

# ПРЕДГОВОР

Уџбеник је намењен студентима 4. године Техничког факултета "Михајло Пупин" основних академских студија смера Индустијског инжењерства у експлоатацији нафте и гаса, Универзитета у Новом Саду.

Свакако га могу користити и студенти Рударског факултета у Приједору, Универзитета у Бањој Луци, као и студенти Рударско геолошко грађевинског факултета, Универзитета у Тузли.

Уџбеник је настао, већим делом, на основу постојеће литературе руске документације са Државног техничког Универзитета у Ухти и презентација Нафтне индустрије Србије.

Аутори

# 1. УВОДНИ ДЕО

У процесу експлоатације угљоводоника у бушотинама настају различите тешкоће са подземном опремом, а исто тако долази и до измене стања у бушотини или прибушотинској зони, што све доводи до смањења или потпуног прекида производње.

Радови на успостављању нормалне експлоатације бушотина називају се ремонтом или подземним ремонтом бушотина.

Ремонту бушотина припадају сви радови на спуштању (уграђивању) и извлачењу из бушотине различите опреме. Операције спуштања и извлачења називају се маневрисањем. На пример, такве се операције обављају у циљу промене режима експлоатације бушотина, дубљег уграђивања пумпе, промене дубине или пречника тубинга, уграђивања клипних шипки (пумпе), рада са пакерима итд.

Неке незгоде (кварови) у бушотинама имају закономерни карактер, као на пример, трошење седишта, вентила или клипа пумпе, стварање пешчаних чепова и др.

У таквим случајевима ремонт бушотина постаје периодичан и обавља се пре него што дође до потпуног прекида производње, тј. обавља се при смањењу производње до извесне границе, после које је нецелисходна даља експлоатација бушотине.

Планови ремонтних радова за сваку бушотину одређују се на основу искуствених података експлоатације. Благовремено обављање ремонтних радова обезбеђује рад бушотина при утврђеном технолошком режиму.

Ремонт бушотина може се обављати и у сврху успостављања нормалне производње, ако је до смањења или прекида производње дошло због неких непредвиђених узрока.

Ради оцене степена коришћења расположивог фонда бушотина води се строга контрола о коефицијенту експлоатације, који представља однос

стварног времена рада бушотина према укупном календарском времену за одређени временски период (недеља, месец, година).

Коефицијент експлоатације је увек мањи од јединице. Ако је вредност коефицијента експлоатације 0,95 и више сматра се да је он повољан.

По инжењеру Властимиру Недељковићу подземни ремонт бушотина према степену сложености радова може бити текући и капитални.

Текући ремонт бушотина обухвата обављање мање сложених радова и то углавном оних радова који су предвиђени планом ремонта.

Основни облици радова при текућем ремонту су следећи:

- замена дубинске пумпе или неких делова;
- замена тубинга и шипки;
- промена дубине потапања тубинга;
- ликвидација ломова и одвртања клипних шипки;
- чишћење бушотиме од пешчаног чепа кашикама или испирањем;
- ликвидација нехерметичности тубинга;
- испирање клипне дубинске пумпе.

Радови на текућем ремонту су везани са маневрисањем у бушотини за шта је потребна специјална опрема за маневрисање и одговарајући инструменти и алати.

Капитални ремонт се састоји из сложених радова чији је циљ да отклоне непредвиђене тешкоће настале у бушотини и да бушотину доведу у нормално стање.

Капитални ремонт у већини случајева обавља специјализована организација за ремонт бушотина.

Радови капиталног ремонта бушотина могу да се поделе на три основне групе.

1. Радови на цементацијама, који се обављају у циљу ликвидирања пробоја вода и у циљу отклањања неких неисправности експлоатационе колоне,



2. Радови на спасавању откинутог или одврнутог тубинга, откинутог ужета у бушотини, као и радови на вађењу опреме остале у бушотини (дубинска пумпа, гасно сидро, кашика и др.),
3. Ремонтно–поправни радови, који су везани са поправкама дефеката експлоатационе колоне, са везивањем трошних колектора прибушотинске зоне и др.

За извршење радова капиталног ремонта бушотина неопходно је да се проучи техничка документација и да се бушотина испита како би се утврдио карактер предстојећих радова.

Бушотина треба да се испита у циљу утврђивања стања експлоатационе колоне, дубине неисправности или услова у коме се налази преостао предмет у бушотини.

Битно је напоменути да се ремонт гасних бушотина, због својих специфичности донекле разликује од осталих ремонта.

Постоји још неколико разних калсификација тј. подела радова у нафтним и гасним бушотинама, како је то објаснио Проф. Др Мишо Солеша у својој књизи "Ремонтни и стимулативни радови у нафтним и гасним бушотинама". Следи:

Douglas и Abbott радове у нафтним и гасним бушотинама деле на капиталне и текуће ремонтне радове. Капиталне ремонтне радове дефинишу као оне при којима се врше операције чији је циљ елиминисање проблема у прибушотинској зони. Текуће ремонтне радове дефинишу као оне који су ограничени на канал бушотине, односно, експлоатациону колону.

Капиталне ремонтне радове даље деле на:

- Оне којима се повећава продуктивност бушотине на истом производном интервалу. На пример, реперфорација или стимулативни захват на постојећем производном интервалу.
- Оне којима се мења статус бушотине. На пример, конзервација или ликвидација бушотине, изолација постојећег интервала и отварање новог интервала, продубљивање канала бушотине ради производње из дубљег интервала, промена намене бушотине, итд.

Wiggins и Zhang све радове у нафтним и гасним бушотинама деле у три категорије:

## Прва категорија

Сервисни ремонтни радови - радови у бушотини који не доприносе повећању билансних резерви угљоводоника. Сервисни ремонтни радови се могу кретати у распону од једноставних сервисних операција као што су вађење клипних шипки, или замена дубинске пумпе па до сложенијих радова као што су успостављање херметичности врха лаинер колоне или оштећене експлоатационе колоне.

## Друга категорија

Производни ремонтни радови - операције у бушотини чији је основни циљ повећање производње, повећање билансних резерви угљоводоника или значајно смањење оперативних трошкова уз повећање билансних резерви угљоводоника. Производни ремонтни радови којима се повећава дневна производња бушотине и резерве угљоводоника обухватају: реперфорацију, допуцавање, стимулативне радове, примену механичке методе експлоатације. Производни ремонтни радови којима се смањују трошкови експлоатације уз истовремено повећање билансних резерви угљоводоника обухватају: цементацију под притиском у циљу смањења гасног фактора и садржаја воде у лежишном флуиду, спречавање продора слојног песка у канал бушотине, замену постојећег система за механичку експлоатацију истим ефикаснијим системом и промену механичке методе експлоатације.

## Трећа категорија

Разрадно-истражни ремонтни радови - операције у бушотини на отварању новог лежишта из кога бушотина до тада није производила. Другим речима, то су операције реопремања бушотине, при којима се трајно затвара изексплоатисано лежиште (интервал) а отвара се ново лежиште за производњу.

Betancourt и публикација универзитета у Тексасу дају детаљнију поделу радова у нафтним и гасним бушотинама. Betancourt даје следећу поделу:

1. Ремонтни радови – сви радови у бушотини на постојећем производном интервалу а обухватају следеће:

- 1.1. Блокирање утока воде у канал бушотине;

- 1.2. Блокирање утока гаса у канал бушотине;
- 1.3. Повећање продуктивности бушотине;
  - 1.3.1. Реперфорација,
  - 1.3.2. Киселинска обрада,
  - 1.3.3. Хидрауличко фрактурирање са или без пропанта,
  - 1.3.4. Спречавање бубрења минерала глина, стварања емулзија или водених Блокада,
  - 1.3.5. Уклањање талога (парафина, асфалтена, карбоната, сулфата) који спречавају нормално дренирање бушотине,
  - 1.3.6. Продубљивање бушотине по истом лежишту,
  - 1.3.7. Затварање дела производног интервала ради смањења гасног фактора или процента воде у произведеном флуиду,
2. Сервисни ремонтни радови – сви механички радови у каналу бушотине усмерени на поправку или замену неисправне бушотинске опреме:
  - 2.1. Санација нехерметичности експлоатационе колоне;
  - 2.2. Ремонтна цементација у циљу поправке лоше примарне цементације;
  - 2.3. Спречавање продора слојног песка у канал бушотине;
  - 2.4. Уградња лаинер колоне у "орен - hole"-у у циљу спречавања зарушавања зидова бушотине;
3. Реопремање бушотине – обухвата трајно затварање једног или више производних интервала и отварање новог интервала.
4. Продубљивање канала бушотине – у циљу производње угљоводоника из дубљег лежишта.
5. Промена намене бушотине – обухвата радове на припреми бушотине да од производне нафтне или гасне постане бушотина за ињектирање гаса, производњу воде, одлагања лежишне воде или ињекциона бушотина за складиштење гаса.

Публикација универзитета у Тексасу даје следећу поделу радова у нафтним и гасним бушотинама:

1. Сервисни ремонтни радови - обухватају поправку или замену дубинске пумпе или њених делова, замену низа клипних шипки или тубинга;
2. Ремонтни радови у каналу бушотине - обухватају прочишћавање канала бушотине односно испирање талога, интервенције на

обезбеђењу херметичности експлоатационе колоне или бушотинске опреме;

3. Производни ремонтни радови обухватају све радове у бушотини на истом производном интервалу, као што су: стимулативни радови (хидраулично фрактурирање, киселинска обрада), спречавање продора слојног песка у канал бушотине, реперфорацију, испирање перфорационих канала и сличне радове усмерене на повећање производње;
4. Ремонтни радови на промени производног интервала - обухватају радове као што су: затварање изексплоатисаног производног интервала и отварање новог производног интервала, продубљивање канала бушотине ради производње угљоводоника из дубљег интервала или скретање из канала бушотине;
5. Ликвидација бушотине - обухвата постављање ликвидационог цементног моста у бушотини, сечење слободног дела експлоатационе колоне, постављање додатна два цементна моста, демонтажу ерупционог уређаја и привођење земљишта култури;
6. Промена намене бушотине - обухвата радове на оспособљавању нафтне или гасне бушотине за ињектирање гаса, лежишне воде, складиштење угљоводоника, производну бушотину за воду или осматрачку бушотину.

Из свега изнетог а према проф. др Мишу Солеши разматрајући све претходне предности и недостатке описаних методолошких класификација радова у производним нафтним и гасним бушотинама, по новом приступу деле се на:

- Ремонтне радове
- Стимулативне радове

## 2. ОСНОВНИ ПОЈМОВИ И РАДОВИ КОЈИ ПРЕТХОДЕ РЕМОНТУ БУШОТИНА

### 2.1 Основно о угљоводонцима

Угљоводоници (енгл. "hydrocarbons") су хемијска органска једињења у чији састав улазе атоми угљеника и водоника. Општа хемијска формула угљоводоника је  $C_nH_{2n+2}$ .

$C_nH_{2n+2}$	$C_nH_{2n}$	$C_nH_{2n-2}$
<b>Alkani</b> nastavak: -AN	<b>Alkeni</b> nastavak: -EN	<b>Alkini</b> nastavak: -IN



Слика 2.1 – Подела угљоводоника

Нафта је масна запаљива течност, тамне до светло браон – зеленкасте боје, са специфичним мирисом. По хемијском саставу је смеша угљоводоника (хемијска ознака С и Н). Ова два елемента чине 97- 99% нафте.

Нафте могу бити:

- парафинске,
- нафтенске и
- ароматске.

На температури од 15 до 30°C у гасовитом стању су : Метан ( $\text{CH}_4$ ), етан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) и бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ).

Пентан ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ), хексан ( $\text{C}_6\text{H}_{14}$ ) и хептан ( $\text{C}_7\text{H}_{16}$ ) у течном су стању, али лако прелазе у гасно стање и обрнуто.

Угљоводоници од октана ( $\text{C}_8\text{H}_{18}$ ) до пентадекана ( $\text{C}_{15}\text{H}_{32}$ ) су у течном стању.

Петролеј (енгл. "*petroleum*", од грчког *petra* = стена, камен и латинског *oleum* = уље - „камено уље) је природно настала смеша која се састоји од угљоводоника у гасовитом (енгл. "*gaseous*"), и течном (енгл. "*Liquid*" или чврстом (енгл. "*solid*") стању.

Петролеј, такође, може садржати неугљоводонике, које обично чине: угљен диоксид, азот, сумпорводоник и сумпор. У ретким случајевима, садржај неугљоводоникових састава може бити већи од 50 %.

Битумен (енгл. "*natural bitumen*") је део петролеја који постоји у получврстом или чврстом стању у природним подземним слојевима. У свом природном стању он обично садржи сумпор, метале и друге неугљоводонике.

Дегасификовани природни битумен има вискозност већу од 10 Pa s, при изворној температури лежишта и при атмосферском притиску.

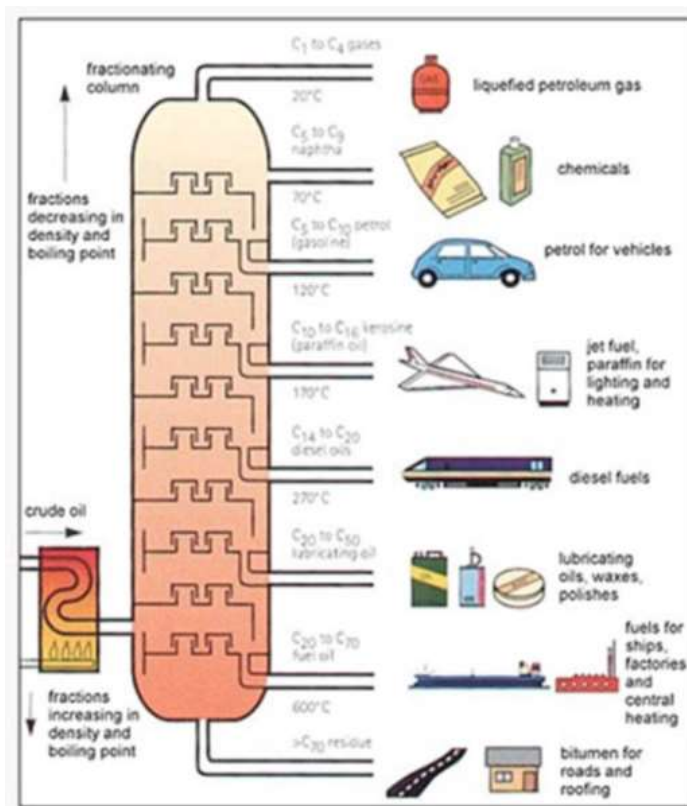
Концентрација парафинских угљоводоника у сировој нафти не зависи само од температуре кључања парафинских угљоводоника већ и од састава нафте. Тако се у нафти налазе компоненте које су у нормалним условима у гасном стању, али су присутне због растворљивости у нафти.

Сирове нафте садрже и одређену количину асфалтно-смоластих материја. То су једињења угљеника врло сложене грађе. Она се састоје од

угљеника, водоника, азота, кисеоника и сумпора. Смоле су високомолекуларне и површински активне материје.

Асфалтени су слични нафтним смолама, али имају 2 до 3 пута већу молекуларну масу од смола. То су чврсте, аморфне материје тамне боје. Растворљивост асфалтена у нафти расте са смањењем концентрације лаких угљоводоника и повећањем концентрације ароматских угљоводоника.

Земни или природни гас је смеша нижих алифатичних угљоводоника, претежно метана, која се у природним подземним лежиштима налази у гасовитом стању (слободни гас), растворен у сировој нафти или је с њом у додиру (везани или нафтни гас).



Слика 2.2 – Употреба угљоводоника

Остали угљоводоници су у чврстом стању. Као што је угаљ. Угаљ је природни запаљиви материјал, у природи се јавља у облику стена, а боја варира од браон до црне. Главни елемент од којег се састоји је угљеник, поред тога садржи и ниске проценте чврстих, течних и гасовитих

угљоводоника и/или друге материјале, ако што су једињења азота и сумпора.

Угаљ се може делити на разне методе. Најбитнија подела угља је на:

- лигните,
- мрке угљеве и
- камене угљеве.

## 2.2 Дефиниција и типови бушотина

Бушотином се назива вертикална, коса или хоризонтална ваљкаста јако издужена шупљина настала дејством човека на стену или земљину кору, пречника неколико центиметара и дубине до неколико километара (пречник је знатно мањи од дубине).

Класификација бушотина по дубини се дели на бушотине:

- мале дубине (мање од 1000 m);
- дубоке бушотине (од 1000 до 5000 m);
- супердубоке бушотине (преко 5000 m)

Следећа класификација бушотина је подељена на три различита критеријума.

У први критеријум спада подела према врсти флуида који се производи из тих бушотина. Према I критеријуму бушотине се деле на:

- нафтне
- гасне

Други критеријум је тренутни статус бушотине. Према II критеријуму бушотине делимо на:

- потенцијално производне (истражне),
- контурно-истражне,
- бушотине које су већ у производњи (производне).

Трећи критеријум је начин производње и према III критеријуму бушотине делимо на:

- еруптивне,
- бушотине са примењеном механичком методом експлоатације.

Бушотине са механичком методом експлоатације се деле на:



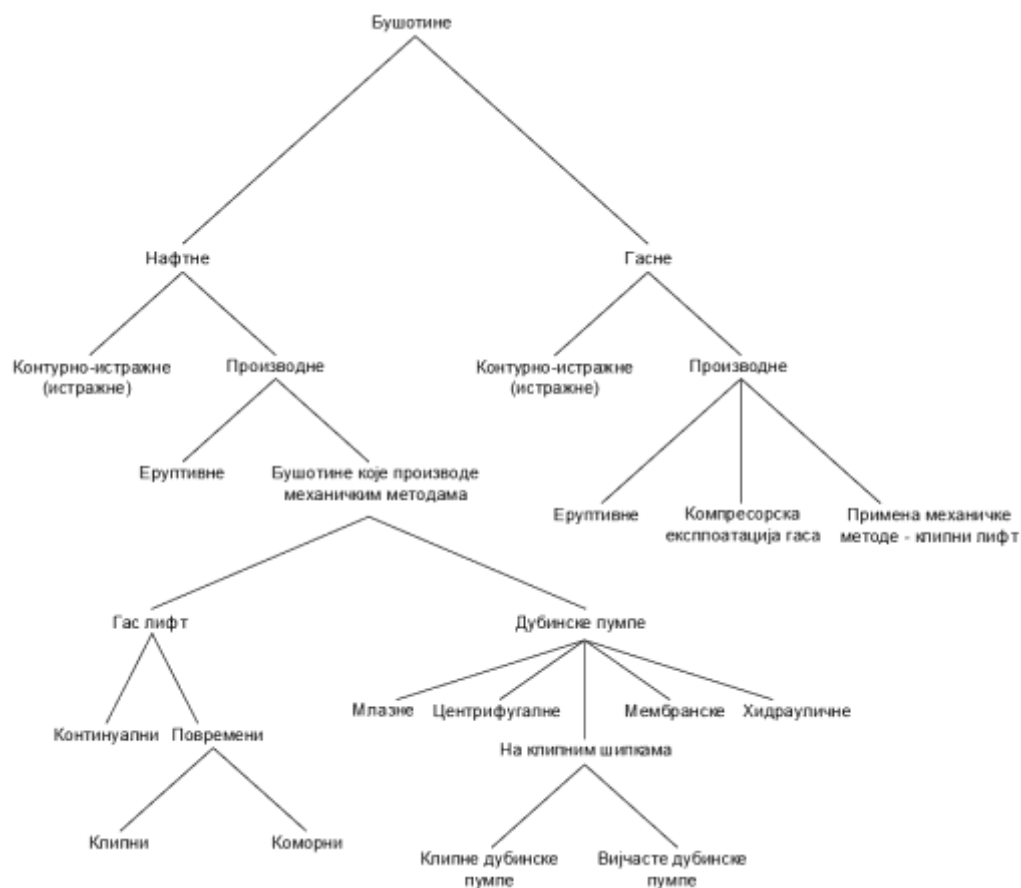
- бушотине које производе помоћу гас лифта,
- оне које производе помоћу дубинске пумпе.

Светска пракса ремонтне и стимулативне радове у истражним и контурно-истражним бушотинама које тек треба да постану производни објекти сврстава у завршне радове у бушотинама. Међутим, нема никаквог разлога да се радови у овим бушотинама не третирају на исти начин као и у производним бушотинама. Ипак мора се истаћи да постоје извесне разлике у обиму ремонтних и стимулативних радова између производних и истражних и контурно-истражних бушотина (потенцијално производних) бушотина.

Код истражних и контурно-истражних бушотина, основна функција је да се одређеним ремонтним и стимулативним радовима испитају претходно дефинисани потенцијално производни интервали и да се бушотина пусти у производњу, ако су испитивање дало позитивне резултате.

У супротном, ако код испитиваних интервала није било позитивних резултата, таквој бушотина следи највероватније ликвидирање исте.

Када је о бушотинама у производњи реч, задатак одређених ремонтних и стимулативних радова је успостављање оптималне производње уз постизање максималне профитабилности. Осим тога, да би се применио одговарајући ремонтни или стимулативни захват у производној бушотини, потребно је спровести комплексан поступак планирања тих радова и детектовања проблема у производним бушотинама.



Слика 2.3 – Класификација бушотина

## 2.3 Опште о лежишту нафте и гаса, истраживању, бушењу, освајању и планирању ремонта

Нафта, гас и гасокондензат се налази у порама - шупљинама стенске масе.

Колектор стене, носиоци угљоводоника, су углавном седиментне стене, које се могу поделити у три групације : пешчари (пешчари, пескови и конгломерати), кречњаци (кречњаци и доломити) и шкриљци (глиновите стене шкриљасте грађе из чијих пора не може да се добије нафта или гас).

Порозитет представља проценат укупог простора колектора (стенске масе), који може бити попуњен течностима (нафта и слојна вода) или гасовима. Величина порозитета се назива коефицијент порозитета, означава грчким словом  $\emptyset$  и изражава у %. празног простора који може бити попуњен течностима (нафта и слојна вода) или гасовима.

Пропустљивост – Пермеабилитет је својство колектора да кроз себе пропушта течност и гасове. Колектор стене могу бити пропустљиве ако су порозне.

Коефицијент пропустљивости је дефинисан Дарсијевим законом, па је и јединица за пропустљивос 1 D (Дарси), односно његов хиљадити део, 1  $\mu D$  (мили Дарси).

Величина јединице за мерење пропустљивости 1 D (Дарси), произилази из релације:

$$Q = \frac{-kA (P_b - P_a)}{\mu L}$$

где је:

Количина течности:  $Q = 1 \text{ cm}^3/\text{sec}$ ,

вискозитет:  $\mu = 1 \text{ cP}$ ,

површина попр. пресека узорка:  $A = 1 \text{ cm}^2$

и пад притиска:  $\Delta P (P_b - P_a) = 1 \text{ bar}$ ,

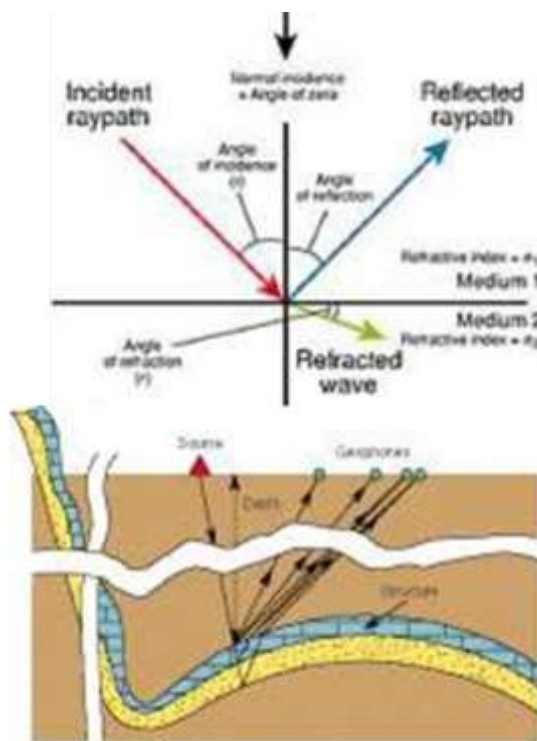
на дужини узорка:  $L = 1 \text{ cm}$ ,

Процес истраживања почиње дефинисањем области где је могуће да се налазе лежишта угљоводоника. По теорији нафта и гас су настала седиментацијом органске материје, током настанка седиментних стена.

Нафта је мигрирала, тј. кретала се кроз порни простор, од средине са већим притиском ка површини, где је притисак минимални, односно атмосферски ( $P = 1 \text{ bar}$ ). Током тог кретања нафта је наилазила на непропусне стене (замке) и ту се акумулирала (сакупљала). Током времена формирала су се лежишта.

Дефинисањем могућих седиментних басена (Проспекција), почиње сеизмичко истраживање. Потребно је дефинисати што прецизнију геолошку структурну карту.

Сеизмичко мерење је базирано на принципу одбијања и преламања таласа код наласка на промену густине средине (границе слојева), у овом случају стенске масе (Хајгенсов принцип) приказан на слици 2.4.



Слика 2.4 – Хајгенсов принцип одбијања и преламања таласа

Таласи који продиру у дубину Земље, који се користе у овој методи мерења су сеизмички таласи (ударни таласи).

Ови таласи се изазивају (генеришу) механичким ударима на површини, апаратуром која се назива вибратор или експлозијом.

Ови таласи продиру у дубину земље, одбијају се и уређајима (геофони), се детектују (региструју).

Добијени подаци се упоређују са еталонским брзинама простирања таласа кроз стене познате густине, те се креирају структурне геолошке карте, геолошки модел, односно могућа лежишта.

Вибратори су специјално конструисане апаратуре, које имају добру проходност по различитим теренима, од блата, брдовитих терена до пустиња.

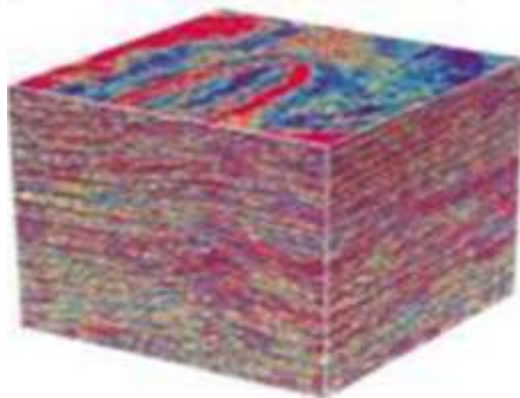
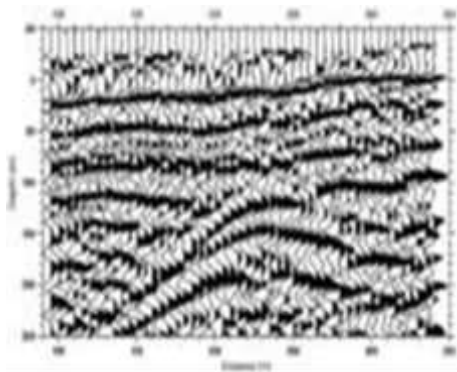


Слика 2.5 – Самоходне вибро апаратуре

Пријемници (геофони) одбијених сеизмичких таласа се постављају по унапред утврђеној мрежи и њих има више стотина.

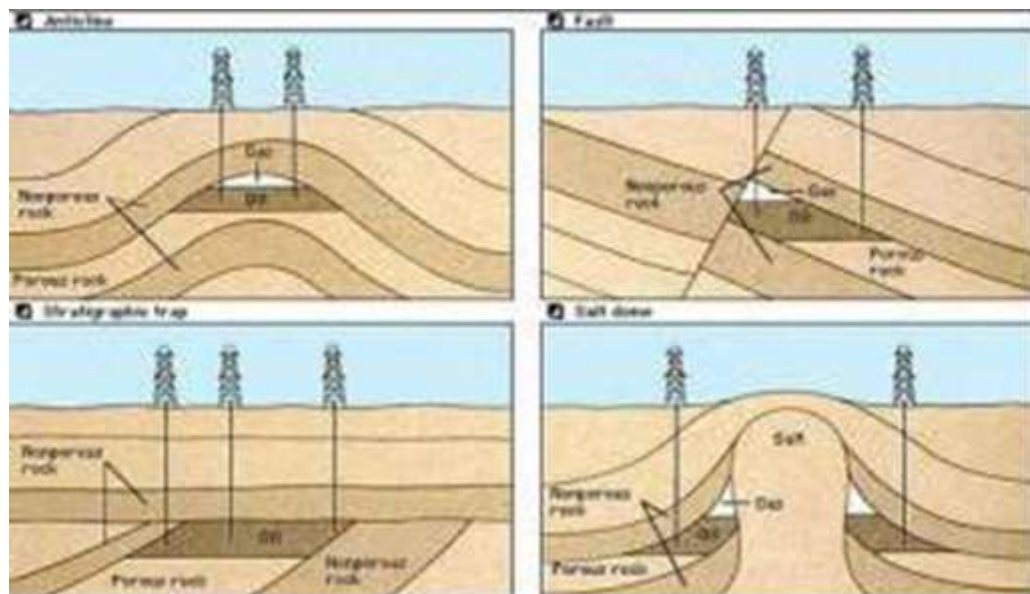
Најмодерније апаратуре могу да укључе чак 10.000 геофона. Сви геофони су повезани са апаратуром, где се врши аквизиција података. Сви подаци се снимају. Овакво снимање нам обезбеђује вертикални пресек, односно изглед подземља. Пошто се ово изражава у две димензије назива се 2Д сеизмика.

Развојем рачунарских високософистицираних софтвера, који у рачунање укључују поред вертикалних брзина и врменске интервале, добијају се и тродимензионални (3Д), односно четвородимензионални (4Д) блок дијаграмски, приказ подземља.



Слика 2.6 – Приказана је 2D сеизмика (лево) и 4D блок дијаграм (десно)

Из регистрованих записа се, каснијом интерпретацијом одређују подземни облици структура и дефинишу потенцијална лежишта.



Слика 2.7 – Типови лежишта

Замки и лежишта има безброј варијанти. Сва сеизмичка и остала мерења дефинишу област тј. место где постоји могућност да се пронађе лежиште, односно колектор угљоводоника.

Подаци сеизмичких мерења, уз коришћење осталих геолошких метода служи за лоцирање бушотине. Једино технички исправно избушена бушотина може тачно да потврди геолошки модел и утврди постојање колектор стена.

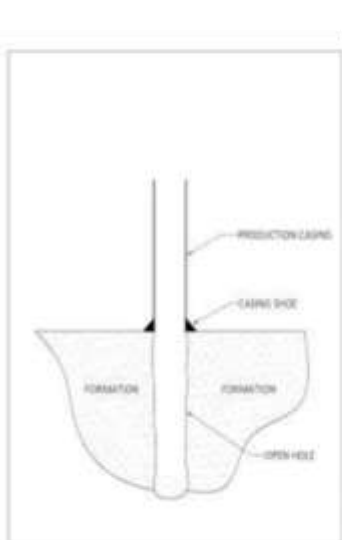
Ремонтним радовима, односно процедуралним испитивањем и освајањем слојева се накнадно утврђује тј. доказује позитивност бушотине и да ли има или нема угљоводоника, као и сама продуктивност колектор стене.

Завршетак бушења бушотине финансира се уградњом и цементацијом експлоатационе колоне, одседањем и херметизовањем експлоатационе колоне заштитних цеви, тада почиње КАПИТАЛНИ РЕМОНТ БУШОТИНЕ, односно, испитивање, освајање слојева и мерења.

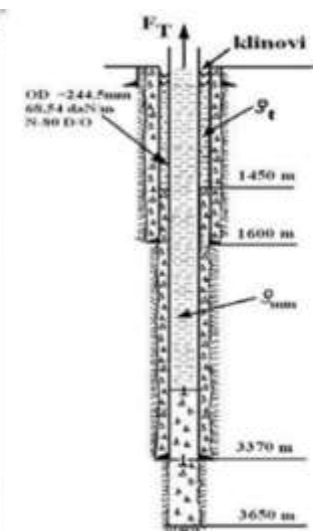
Продуктивни слојеви су дефинисани електрокаротажним снимањем у отвореном каналу бушотине (*Open hole logging*).

Пројектоване бушотине, које су избушене могу бити изграђене тако да експлоатациона колона заштитних цеви (кезинг), која је по уградњи цементирана, прекрива продуктивне слојеве (слика 2.9) или да експлоатациона колона заштитних цеви (кезинг) буде уграђена до кровине (повлате) продуктивног слоја, то јест продуктивни слој је избушен, али није зацевљен слика 2.8.

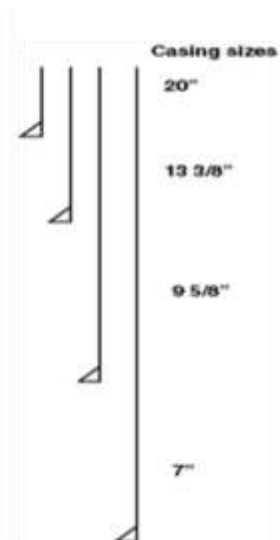
Уобичајене димензије (пречници) кезинга, који се уграђују на бушотинама у Панонском базену (слика 2.10) су за: уводну колону (шодер): 20 – 24", за техничке колоне: 13 3/8" и 9 5/8" и експлоатационе колоне (кезинг) : 5 1/2" / 7" и 5".



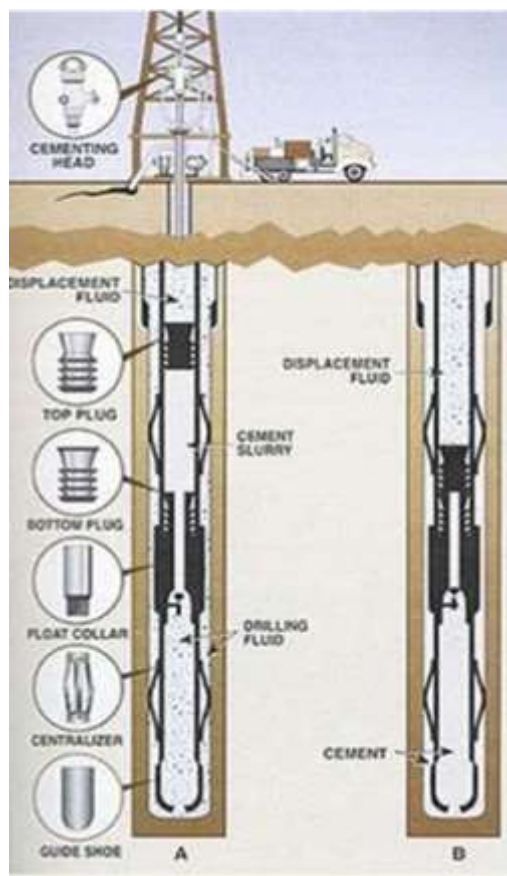
Слика 2.8



Слика 2.9



Слика 2.10



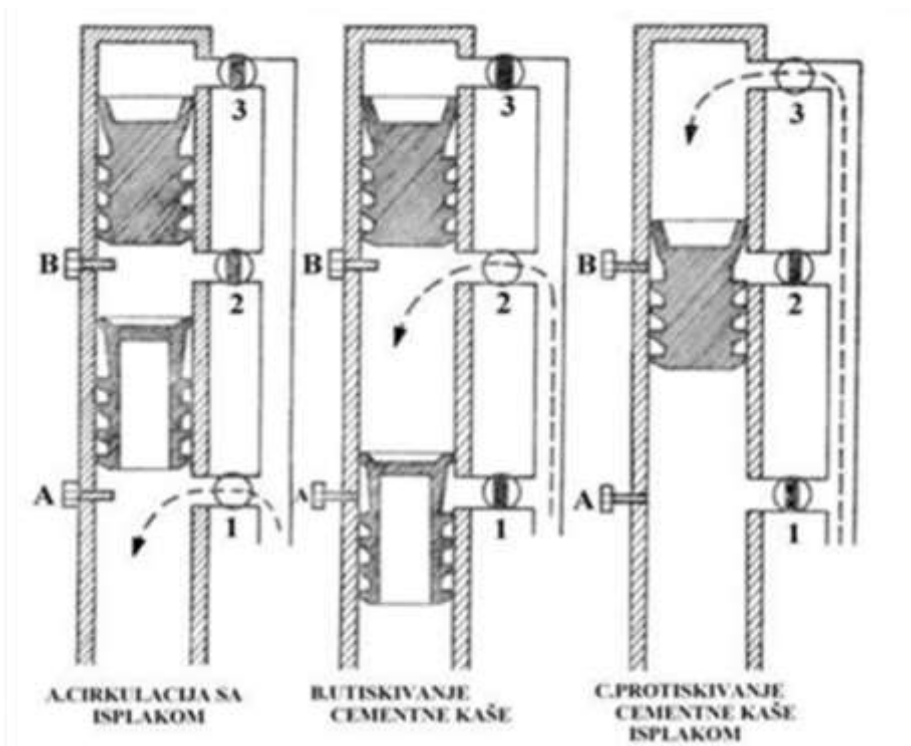
Слика 2.11

Све колоне заштитних цеви се цементирају од пете (дна бушотине) до површине осим експлоатационе, која се цементира у преклоп са предходном техничком колоном, до прорачунате висине (слика 2.8 и слика 2.12).

Висина преклопа цементне каше у међупростору се одређује, тако да притисак на продуктивни слој буде мањи од притиска фрактурирања и не оштети пропусност продуктивног слоја.

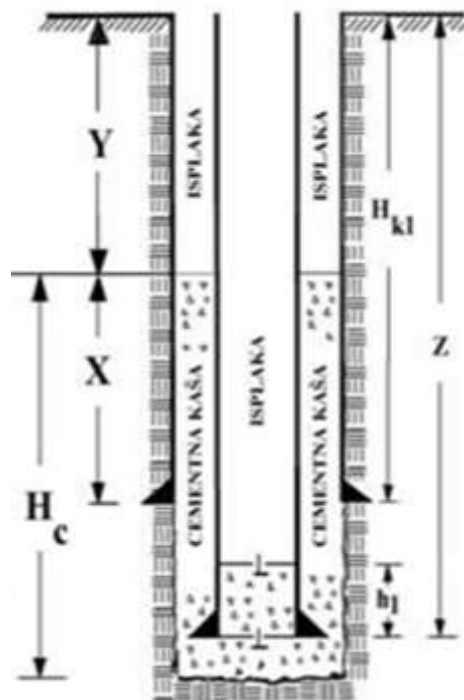
Све колоне заштитних цеви се пре уградње у бушотину опремају петом, зауставном плочом за чепове (колчак) (слика 2.11) и спољашњом опремом.





Слика 2.12

Цементација се врши преко главе, која у себи држи први и други цементациони чеп (слика 2.13), који раздвајају исплаку од цемента и чисте унутрашњи зид колоне од цемента.



Слика 2.13

## ОСВАЈАЊЕ БУШОТИНА

Освајање је важна фаза припреме бушотине за експлоатацију у циљу добијања потенцијално могуће дневне производње (нафте, гаса) за минимално време. Од тога колико је квалитетно извршено освајање зависи степен хидродинамичке везе бушотине са слојем, карактеристике дотока, трајање рада бушотине без компликација, поузданост и век функционисања конструкције саме бушотине и њеног дна, посебно на налазиштима са тешко придобивим резервама.

Етапа освајања бушотина базира се на спровођењу технолошких радова везаних за изазивање дотока из слоја у бушотину, поновном успостављању или повећавању пропустљивости стена прибушотинске зоне слоја (интензивирање дотока), успостављању технолошког режима експлоатације бушотине. У случају значајног смањења пропустљивости прибушотинске зоне слоја изазивање дотока производа треба отпочињати тек после извођења радова на њеном успостављању. У супротном ће, по квалитету отварања слоја, бушотина хидродинамички бити значајно несавршена, до дотицања производа у бушотину ће доћи само преко многобројних појединачних делова слоја с релативно великом пропустљивошћу, што ће довести до неравномерног искоришћавања слоја и ниске придобивости угљоводоника.

## НАЧИНИ ИЗАЗИВАЊА ДОТОКА

Изазивање дотока из слоја у бушотину врши се снижавањем притиска у прибушотинској зони слоја, који ствара стуб радног флуида или флуида за гушење, до притиска који је нижи од слојног (порног) на разне начине од којих сваки спада у неке од следећих метода:

- метода олакшавања стуба флуида
- метода снижавања нивоа флуида
- метода тренутне депресије

У методе олакшавања стуба флуида спадају следеће активности:

- замена флуида за гушење флуидом мање густине;
- замена флуида за гушење флуидом системима с пеном;
- аерисани флуиди за гушење (гас-лифт) с полазним вентилима или без њих.

У методе снижавања нивоа флуида спадају следеће активности:

- истискивање компримованим гасовима (инертни, природни);
- испумпавање дубинском пумпом (с клипним шипкама, електричном центрифугалном, млазном пумпом);
- кашиковање;
- клиповање.

У методе тренутне депресије спадају следеће активности:

- примена алатки за испитивање слоја;
- падајући чеп;
- утискивање флуида за гушење у слој.

## **2.4 Планирање ремонтних и стимулативних радова у производним нафтним и гасним бушотинама**

Планирање ремонтних или стимулативних радова у производним нафтним и гасним бушотинама је поступак дефинисања проблематичних бушотина из укупног фонда производних бушотина на одређеном лежишту или одређеном пољу.

Проблематична производна бушотина је она која:

- A. - производи испод планираних количина - слаба пропусност колетора
- B. - има повећан садржај лежишне воде у произведеном флуиду,
- C. - има повећан гасни фактор,
- D. - троши више гаса или осталих облика енергије (бушотине са механичком методом експлоатације),
- E. - има пад притиска на тубингу – ниска вредност притиска,
- F. - има нестабилну производњу угљоводоника – повећана вискозност нафте у лежишту.

Да би се утврдила потреба примене ремонтног или стимулативног захвата у производној нафтној или гасној бушотини неопходно је наћи одговор на два питања:

I питање	Да ли бушотина производи према хидродинамичким условима у лежишту у примењеној методи и опреми?
II питање	Ако не производи – који су узроци тога?

I - За њихово дефинисање користи се прорачун карактеристика утока лежишног флуида у бушотину (IPR крива) која представља однос динамичког притиска на дну бушотине и одговарајуће дневне производње лежишног флуида
II - Узроци: 1. лежишни проблеми 2. проблеми који настају у прибушотинској зони као карактеристичном делу лежишта 3. проблеми који могу настати у перфорационим каналима или прорезима у Liner колони 4. проблеми везани за бушотинску производну опрему и канал бушотине

### II-1-A Лежишни проблеми / ниска пропусност колектор стене

То је својство колектор стене и може бити општа карактеристика лежишта. Бушотине у таквом лежишту имају слаб уток лежишног флуида. У пракси се често користе термини проводљивост лежишта ( $kh$ ) и трансмисибилност лежишта  $kh/\mu_n$

$k$  – пропусност колектор стене ( $10^{-15}m^2$ )

$h$  – дебљина напуцаног интервала (m)

$\mu_n$  – вискозитет лежишног флуида (mPas)

Што су вредности проводљивости и трансмисибилности лежишта веће тиме је и уток лежишног флуида у канал бушотине бољи.

### II-1-B Ниска порозност уз висок проценат везане воде

Проблем ниске порозности лежишта не може се решити ниједним ремонтним или стимулативним захватом.

Као природно својство колектор стена значи да су геолошке и билансне резерве веома мале.

### II-1-C Повећање гасног фактора

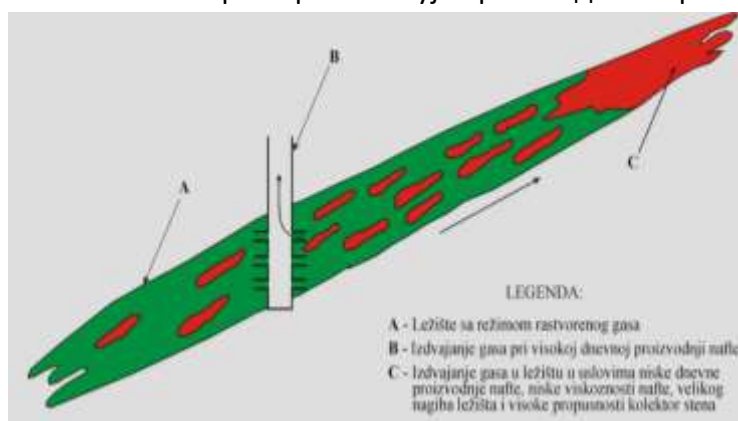
До повећања гасног фактора у произведеној нафти може доћи на више начина:

C1) Издвајањем гаса у лежишту нафте са режимом раствореног гаса

- C2) Настанком гасног конуса
- C3) Продором гаса из гасног лежишта са вишим лежишним притиском кроз оштећења на експлоатационој колони или кроз оштећену цементну облогу
- C4) Неравномерним пробојем гаса кроз делове лежишта различите пропусности
- C5) Померањем контакта гас-нафта у лежиштима нафте са режимом гасне капе што узрокује производњу гаса из бушотина које су отворене по врху лежишта
- C6) Ако се отвори производни интервал близу гасне капе
- C7) Ако се производи нафта из више отворених слојева са различитом вредношћу пропусности

### C1) Издвајање гаса у лежишту нафте са режимом раствореног гаса

У условима повећане производње нафте уз истовремени пад лежишног притиска испод притиска засићења у лежиштима нафте са режимом раствореног гаса долази до издвајања гаса из нафте. Засићење гасом расте –повећава се гасни фактор а смањује производња нафте.

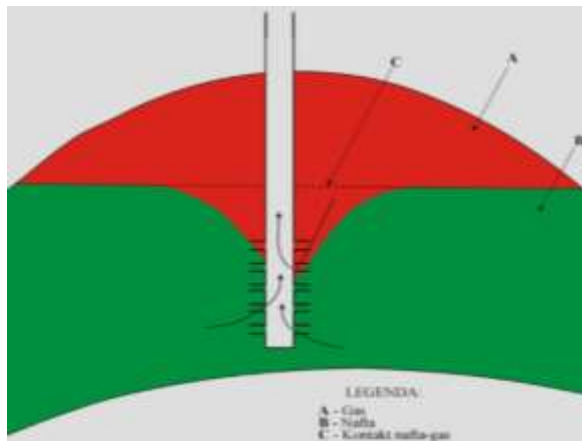


Слика 2.14 – Издвајање гаса из нафте у лежишту нафте са режимом раствореног гаса

### C2) Настанак гасног конуса

У лежиштима нафте са режимом гасне капе са падом лежишног притиска долази до ширења гасне капе и кретања гаса ка отвореном производном интервалу. При великој депресији у бушотини и високој

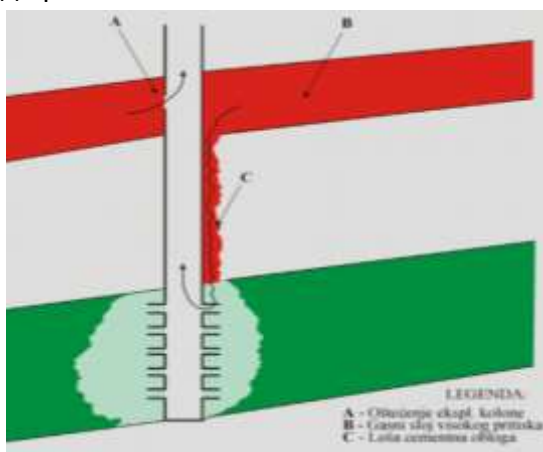
вертикалној пропусности колоктор стена, у нафтном лежишту са гасном капом, гасни конус може настати и без великог пада лежишног притиска. Елиминисање насталог гасног конуса је немогуће и једини начин спречавања овакве ситуације у лежишту је производња нафте уз минималну депресију на дну.



Слика 2.15 – Настанак гасног конуса у лежишту нафте са режимом гасне капе

### **С3) Продор гаса из гасног лежишта са вишим лежишним притиском кроз оштећења на експлоатационој колони или кроз оштећену цементну облогу**

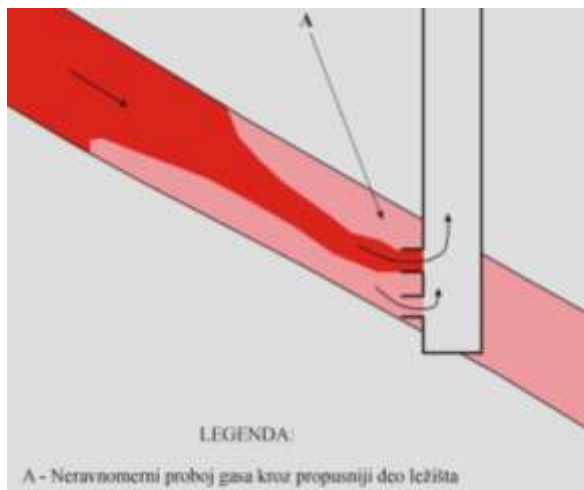
Елиминисање овог проблема могуће је одговарајућом ремонтном цементацијом. Оштећење на експлоатационој колони се решава са цементацијом под притиском.



Слика 2.16 - Продор гаса из гасног лежишта са вишим лежишним притиском кроз оштећења на експлоатационој колони или кроз оштећену цементну облогу

#### C4) Неравномерни пробој гаса кроз делове лежишта различите пропусности

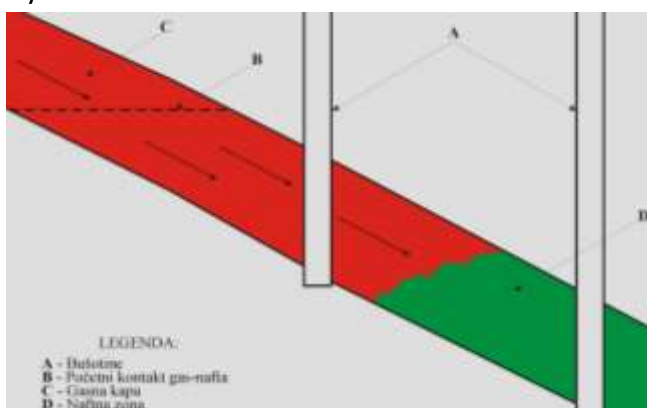
Овакав производни проблем је веома тешко решити. Остаје покушај да се смањењем дневне производње флуида смањи и производња гаса.



Слика 2.17 – Неравномерни пробој гаса

#### C5) Померање контакта гас-нафта у лежиштима нафте са режимом гасне капе што узрокује производњу гаса из бушотина које су отворене по врху лежишта

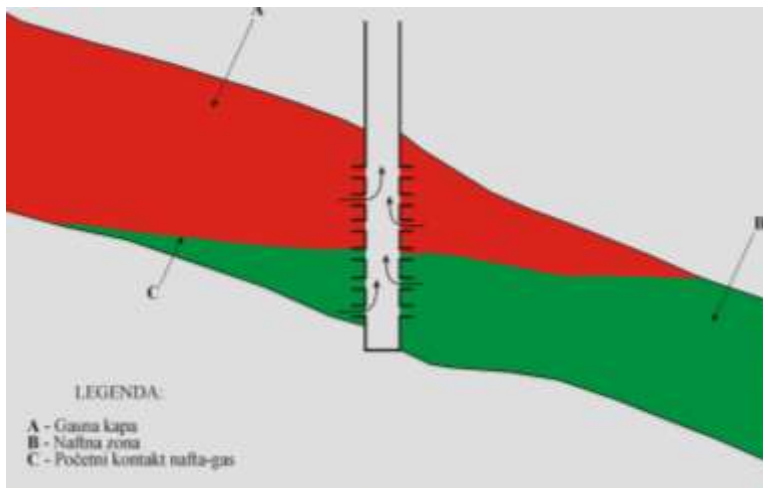
У лежиштима нафте са режимом раствореног гаса може доћи до померања контакта гас – нафта. Бушотине које су отворене на врху лежишта почињу да производе гас. Решење овог проблема је затварање таквих гасних бушотина.



Слика 2.18 – Пробој гаса из гасне капе у канал бушотине у врху лежишта нафте са режимом гасне капе

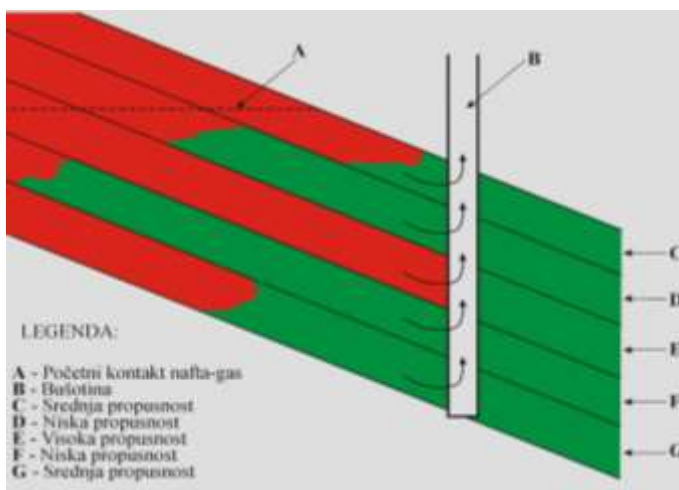
## C6) Отварање производног интервала близу гасне капе

Погрешна процена дубине контакт гас-нафта у фази доношења одлуке о делу лежишта које ће бити отворено, може довести до прераног пробоја гаса из гасне капе и повећања гасног фактора. Пре отварања производног интервала у лежиштима овог типа, неопходно је утврдити тренутну дубину контакта гас – нафта каротажном методом (гама- неутрон).



Слика 2.19 – Повећање гасног фактора услед отварања производног интервала у нивоу гасне капе

## C7) Производња нафте из више отворених слојева са различитом вредношћу пропусности



Слика 2.20 – Производња нафте из више отворених слојева са продором гаса кроз слој



## II-1-D Повећање садржаја воде у лежишном флуиду

Може настати на неколико начина:

- D1) Померањем контакта нафта-вода у нафтним лежиштима са водонапорним режимом или у лежиштима у које се утискује вода ради одржавања лежишне енергије,
- D2) Неправилним пробојем лежишне воде у вишеслојним лежиштима,
- D3) Настанком воденог конуса у лежиштима са високом вредношћу вертикалне пропусности,
- D4) Продором воде из водоносног слоја кроз оштећену експлоатациону колону или оштећену цементну облогу у канал бушотине.

### **D1) Померање контакта нафта-вода у нафтним лежиштима са водонапорним режимом или у лежиштима у које се утискује вода ради одржавања лежишне енергије**

Подизање контакта нафта-вода у нафтним лежиштима са водонапорним режимом је редовна појава током разраде и експлоатације лежишта. Ради праћења кретања контакта нафта-вода и гас-вода неопходно је у свакој бушотини лежишта нафте или гаса одредити три контакта нафта – вода или гас – вода:

- **Почетни контакт нафта-вода** – дубина испод које у колектор стени нема нафте,
- **Производни контакт нафта-вода** – дубина испод које се не може произвести нафта заостала у порном простору,
- **Контакт нафта-вода у моменту отварања и освајања производног интервала** – дубина испод које је регистрована прва производња воде.

### **D2) Неправилан пробој лежишне воде у вишеслојним лежиштима**

Нарочито се компликује ситуација када бушотине истовремено производе из више отворених производних слојева.

### **D3) Настанак воденог конуса у лежиштима са високом вредношћу вертикалне пропусности**

Настаје услед велике дневне производње и високе радне депресије. Ако је већ настао, покушај његовог елиминисања се своди на истовремено смањење дневне производње и радне депресије. Неопходно је бушотину затворити на 30–90 дана а затим пустити поново у производњу уз смањење производње и радне депресије. Ако и то не помогне - онда цементација под притиском заводњеног интервала.

### **D4) Продор воде из водоносног слоја кроз оштећену експлоатациону колону или оштећену цементну облогу у канал бушотине**

Провера се врши снимањем квалитета цементне облоге CBL-а. Ако је CBL добар онда је оштећена колона. Ако није – следи ремонтна цементација. Место оштећења се утврђује операционим пакером а санира се цементацијом под притиском – SCP.

## **II-1-E Ниска вредност лежишног притиска**

Ако се економском анализом потврди оправданост продуктивности бушотина тада се експлоатација врши применом неке од секундарних метода експлоатације.

## **II-1-F Висока вискозност нафте у лежишту**

У том случају продуктивност бушотина се може повећати загревањем нафте у лежишту (дубинским грејачима), утискивањем паре или утискивањем органског растварача у лежиште.

## **II-2 Проблеми који настају у прибушотинској зони као карактеристичном делу лежишта**

Прибушотинска зона је део лежишта који окружује канал бушотине. Порни простор прибушотинске зоне је део колектор стене највише изложен различитим утицајима од момента уласка длета у лежиште током израде бушотине па све до њене ликвидације једног дана.

При свакој фази рада у бушотини (бушење, цементација, ремонтни и стимулативни радови, производња) у већој или мањој мери долази до

оштећења порног простора прибушотинске зоне које се огледа у смањењу његове пропусности.

Оштећење порног простора прибушотинске зоне се манифестује као:

- зачепљење порних канала чврстим честицама
- промена карактеристика лежишних флуида или
- промена карактеристика минерала који улазе у састав колектор стена

Основни предуслов настанка оштећења порног простора прибушотинске зоне је **уток** различитих флуида у порни простор колектор стене (филтрат исплаке, цементног млека, флуида за ремонтне радове) или **доток** лежишног флуида у канал бушотине.

При утоку флуида у порни простор колектор стене на интензитет оштећења утичу следећи фактори:

- диференцијални притисак
- пропусност колектор стене
- време контакта флуида са прибушотинском зоном
- тип порозности (интергрануларна или секундарна)
- компатибилност флуида са минералима колектор стене и порном простору

При дотоку лежишног флуида у канал бушотине на интензитет оштећења утичу следећи фактори:

- лежишна температура,
- пад притиска кроз прибушотинску зону,
- пад притиска кроз перфорационе канале (фактори геометрије перфорационих канала – број по дужном метру, дужина и пречник перфорационих. канала),
- засићење нафтом, гасом и водом,
- садржај воде у лежишном флуиду,
- карактеристике лежишног флуида.

Могући узроци оштећења прибушотинске зоне се свде на неколико типова:

- емулзије,
- промена квашљивости,
- водена блокада,
- неоргански (минерални) талози,
- органски талози,

- мешовити талози,
- силт и минерали глина.

## 2.5 Основни појмови и класификација ремонтних радова

Ремонтни радови у бушотинама изводе се у циљу поновног успостављања (смањења амортизације) техничких карактеристика ради њиховог одржавања у радном стању.

Подземни ремонт бушотина – ту спадају радови везани за вршење операција деловања на опрему која се налази у бушотини, саму бушотину или делове слојева који се налазе уз њу.

Ремонти могу бити плански, који се врше у складу са раније утврђеним роковима, и могу бити хаваријски.

Све ремонтне радове можемо поделити на две основне групе, а то су:

- 1. капитални ремонт бушотина
- 2. текући ремонт бушотина

Радови на капиталном и текућем ремонту бушотина морају се изводити по плановима које је утврдио технички руководилац предузећа и одобрио наручилац у складу са потребном претећом документацијом која испуњава законску регулативу.

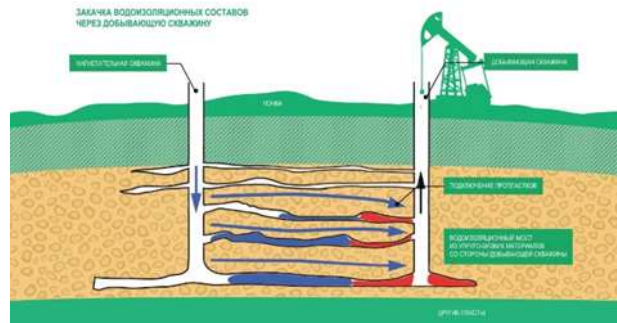
Радови на повећању придобивости слојева и интензивирању производње нафте изводе се у циљу деловања на слој или и прибушотинску зону физичким, хемијским или биохемијским и хидродинамичким методима, усмереним на повећање коефицијента коначног извлачења нафте на задатом делу лежишта, као што је приказано на слици 2.21.



Слика 2.21 – Шематски приказ производње нафте 1

Реконструкција бушотина – комплекс радова на довођењу бушотина у исправно стање, везан за измену њихове конструкције (потпуна замена експлоатационе колоне с променом њеног пречника, дебљине зида, механичких карактеристика).

Радови на реконструкцији бушотина изводе се по плановима које је утврдио технички руководилац предузећа и одобрио наручилац, у складу са пројектном документацијом за реконструкцију система бушотина налазишта.



Слика 2.22 – Шематски приказ производње нафте 2

Јединица ремонтних радова је комплекс припремних, главних и завршних радова које су извршила специјализована предузећа од тренутка предаје бушотине ради извођења радова до завршетка радова који где се примопредаја врши писменим путем - записнички.

Ремонтни радови у бушотинама могу се изводити на четири основна начина допреме алата, технолошких материјала (реагенаса) или инструмената до жењене зоне:

- 1) помоћу колоне цеви која се посебно спушта;
- 2) помоћу специјалне спуштене "непрекидне цеви" (коришћење комплекса и постројења "непрекидна цев" приликом ремонта бушотина посебно се дефинише у рубрици "врста радова");
- 3) на каблу или на сајли;
- 4) инјектирањем реагенаса у тубинг или међуцевни простор.

Период рада бушотина између ремонта је трајање стварне експлоатације бушотине од ремонта до ремонта, односно време између два по времену суседна ремонта.

Коефицијент експлоатације бушотина је однос времена стварног рада бушотина према њиховом укупном календарском времену током месеца, тромесечја, године итд.

## 2.5.1 Капитални и текући ремонт бушотина

**Капитални ремонт:** Радови на ново избушеним бушотинама и бушотинама, које су у производњи, када се отварају интервали (перфорације), када се врши допуцавање постојећег интервала, када се раде отварање нових интервала, када се ради затварање интервала (SCP), када се раде изолације интервала (цементни чеп, мостовни чеп), када се раде захвати на слоју (стимулације, хидраулично фрактурирање, изолација воде, борба са песком). Што значи, капитални ремонт подразумева интервенцију на прибушотинској зони продуктивног слоја на перфорираном интервалу.

**Текући ремонт:** Подразумева замену оштећене бушотинске опреме, замену оштећеног тубинга, клипних шипки, чишћење талога, ремонт дубинске пумпе, ремонт гас лифт вентила, ремонт гравел пак опреме, инструментације разне бушотинске опреме и све остале интервенције у каналу бушотине у којима се не интрвенише на прибушотинској зони продуктивног слоја на перфорираном интервалу.

Радови на ремонту новоизбушених бушотина, почињу монтажом превентерског склопа, перфорирањем продуктивног интервала, освајањем – заменом тежег радног флуида лакшим, гушењем бушотине и даље редоследом назначеним у Програму радова.

Радови на ремонту бушотина у производњи, почињу издувавањем бушотине, гушењем, демонтажом ерупционог уређаја, монтажом превентерског склопа, па даље редоследом назначеним у Програму радова.

Пошто је најчешће понављана операција гушење и освајање бушотине неопходна су нам основна сазнања о конструкцији бушотине (односно тубинг/кезинг), притисцима, запреминама, хидраулици, термотехници, контроли притиска код дотока флуида из слоја у бушотину и радним флуидима, које користимо у ремонтним радовима.

Начин израде и услови усаглашавања плана радова на текућем, капиталном ремонту и реконструкцији бушотина утврђује корисник ресурса – наручилац.

У плану рада се налазе:

- подаци о конструкцији и стању бушотине;
- слојни притисци и датум њиховог последњег мерења;
- подаци о опреми унутар бушотине;
- подаци о присуству притиска у просторима између колона;

- списак планираних технолошких операција;
- режими и параметри технолошких процеса;
- подаци о категорије бушотина;
- гасни фактор;
- шема и тип сигурносне опреме за спречавање ерупције;
- густина флуида за гушење и параметри исплаке;
- обим резерве раствора, услови његове допреме са постројења за припрему радног флуида;
- активности на спречавању хаварија, инцидената и проблема.

<b>Текући ремонт</b>
<b>ТР 1</b> – Замена и (или) ревитализација делова опреме бушотина
<b>ТР 2</b> – Пребацивање нафтних бушотина на други начин експлоатације
<b>ТР 3</b> – Ремонт бушотина опремљених клипним завојним пумпама
<b>ТР 4</b> – Ремонт бушотина опремљених клипним дубинским пумпама
<b>ТР 5</b> – Ремонт бушотина опремљених дубинским електричним центрифугалним пумпама, завојним електричним дубинским пумпама, електричним мембранским пумпама
<b>ТР 6</b> – Ремонт еруптивних бушотина
<b>ТР 7</b> – Ремонт гас-лифт бушотина
<b>ТР 8</b> – Ремонт водозахватних бушотина
<b>ТР 9</b> – Ремонт инјекционих бушотина
<b>ТР 10</b> – Експериментални радови на испитивању подземне опреме
<b>ТР 11</b> – Пребацивање бушотина из категорије у категорију
<b>ТР 12</b> – Ремонт осталих бушотина
<b>ТР 13</b> – Ревизија и замена надземне опреме нафтних бушотина
<b>ТР 14</b> – Остале врсте радова

<b>Капитални ремонт</b>
<b>КР 1</b> – Ремонтно-изолациони радови
<b>КР 2</b> – Ремонтно-корективни радови
<b>КР 3</b> – Отклањање хаварија до којих је дошло у процесу експлоатације или ремонта
<b>КР 4</b> – Прелазак на друге хоризонте и укључивање слојева
<b>КР 5</b> – Увођење (извлачење) изолационог пакера, постројење за истовремено раздвојену експлоатацију, истовремено раздвојено инјектирање, блокирајући сигурносни вентил, комплекс за заштиту слоја
<b>КР 6</b> – Комплекс подземних радова на санацији бушотина и њиховом враћању у исправно стање и повећавању придобивности из слојева уз коришћење техничких елемената бушења, укључујући провлачење хоризонталних делова канала бушотина
<b>КР 7</b> – Обрада прибушотинске зоне слоја бушотина и изазивање дотока
<b>КР 8</b> – Дијагностичка испитивања бушотина
<b>КР 9</b> – Пребацивање бушотина на коришћење за другу намену
<b>КР 10</b> – Ремонт инјекционих бушотина
<b>КР 11</b> – Консервирање (деконзервација) бушотина
<b>КР 12</b> – Напуштање (поновно активирање) бушотина
<b>КР 13</b> – Остале врсте радова

Слика 2.23 – Приказ активности код текућег и капиталног ремонта бушотина

Ефикасност извршеног капиталног ремонта процењује се поређењем ефикасности бушотина пре и после ремонта, на основу коефицијента продуктивности, као и на основу других карактеристика.





Слика 2.24 – Приказ класификације подземног ремонта бушотина

Квалитетно извршен ремонт може не само да врати показатеље рада бушотине на претходни ниво, већ и да оптимизује њен рад, као и да повећа количину произведених угљоводоника.

<b>ИЗВЕНИВНИ РЕМОНТ</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Промена срутитивне или гас-лифтне опреме</li> <li>• Промена бушотинске пумпе</li> <li>• Промена вентила или клипа</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Уклањање чепова</li> <li>• Чишћење цеви или клипних шипки од парафини</li> <li>• Чишћење заштитне опреме пумпе</li> </ul>
<b>ПРИНУДНИ РЕМОНТ</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Отклањање ломова и отпајања клипних шипки</li> <li>• Промена опреме за подизање флуида која је у квару</li> <li>• Поправни ремонт</li> </ul>	
<b>ТЕХНОЛОШКИ РАДОВИ</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Прелазак на другачији начин експлоатације</li> <li>• Замена пумпом другог типа или пречника</li> <li>• Спуштање заштитних наставака</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Промена дубине вешања пумпе</li> <li>• Промена клипним шипкама или тубингом другог пречника</li> </ul>
<b>РАДОВИ У КАНАТУ БУШОТИНЕ</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Отклањање хаварија на заштитној колони</li> <li>• Изолвање вода које су се појавиле</li> <li>• Прелазак на други продуктивни хоризонт</li> <li>• Извлачење опреме и алата који је пао или се заглавило</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Отклањање претасања или колоне</li> <li>• Бушење другог канала</li> </ul>
<b>ДЕЛОВАЊЕ НА ФИЛТЕР И ПРИБУШОТИНСКУ ЗОНУ СЛОЈА</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Перфорисање</li> <li>• Ојачавање прибушотинске зоне</li> <li>• Термичка обрада филтера и прибушотинске зоне</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Киселинска обрада</li> <li>• Хируршко фрактурисање слоја</li> </ul>

Слика 2.25 – Хронолошки прелаз од текућег ка капиталном ремонту бушотина

## 3. ОПРЕМА ЗА ТЕКУЋИ И КАПИТАЛНИ РЕМОТ БУШОТИНА

### 3.1 Класификација опреме за текући и капитални ремонт бушотина

Сва опрема и алат за ремонт бушотина може у грубом да се упореди са опремом и алатом за бушење, само што се код ремонта некада радило са мањим оптерећењима и напрезањима тако да су примењивани уређаји били мањих димензија, данас је техника и технологија доста напредовала тако да су алати и уређаји софистициранији са аспекта перформанси и могућности.





Слика 3.1 – Класификација опреме за текући и капитални ремонт бушотина

## 3.2 Опрема за операције подизања и спуштања

### 3.2.1 Алат

#### 3.2.1.1 Елеватори

Елеватор – алат за прихватање и држање цеви или клипних шипки у viseћем, косом и хоризонталном положају за време операција спуштања и подизања.

Постоје дубински клипни и цевни (за бушаће, заштитне и пумпно-компресорске цеви) елеватори. По конструкцији елеватори се деле на елеваторе с једним биглом (штапни) и с два бигла (гредни).



Слика 3.2 - Елеватор с једним биглом ЭТА са аутоматским механизмом за закључавање (Русија)

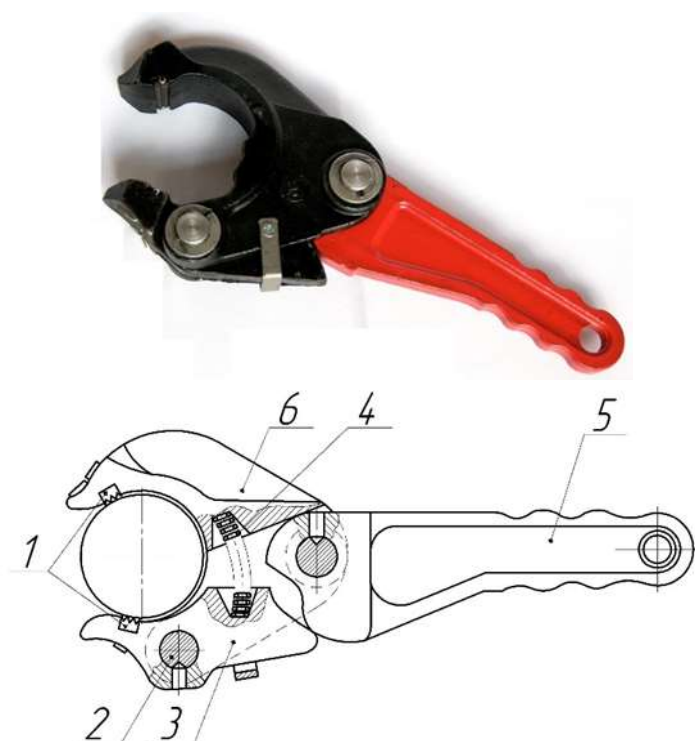


Слика 3.3 - Елеватор с два бигла ЭХЛ 73 ВН-25 (Русија)

Елеватори се разликују по носивости , пречнику цеви које (или клипних шипки) које се прихватају и сопственој маси. Конструкција елеватора с једним биглом предвиђа њихово коришћење код операција спуштања и подизања напредним технологијама у комбинацији с електричним и аутоматским цевним клештима. Истовремено елеватори с два бигла zgodнији су код испирања бушотина и монтаже опреме уста бушотине.

### 3.2.1.2 Ручни кључеви

За лаке и незахтевне ручне операције на нафтним пољима везане за завртање и одвртање навојних спојева пумпно-компресорских цеви, клипних шипки пумпи и полираних вретена дубинских бушотинских пумпи користи се група разних кључева који се према намени дела на цевне и клипне. Неке конструкције ручних цевних и клипних кључева такође се примењују код механизованог завртања и одвртања навојних спојева.

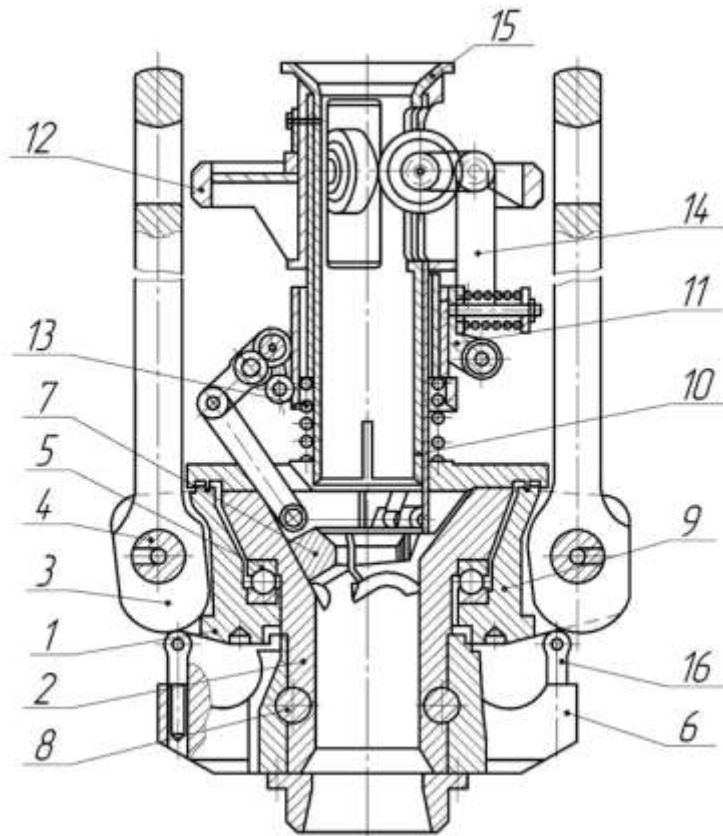


Слика 3.4 - Кључ цевни хоризонтални ојачани типа КТГУ (Русија):  
 1 – брадавица; 2 – осовиница; 3 –покретна чељуст; 4 – опруга; 5 – ручица; 6 –  
 чељуст

## 3.2.2 Средства за механизацију

### 3.2.2.1 Аутоматски елеватор

Аутоматски елеватор служи за аутоматско прихватање и и отпуштање колоне бушаћих цеви за време вршења операција спуштања и подизања у склопу механизма типа АС. Као и већина опреме која носи терет, аутоматски елеватори класификују се према максималној носивости.

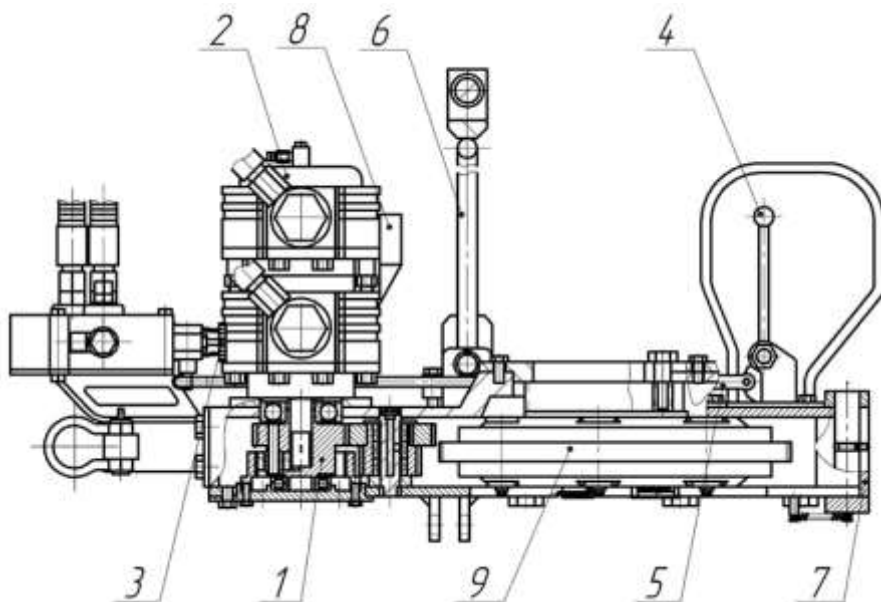


Слика 3.5 - Аутоматски елеватор комплекса АСП (Русија):

1 – попречна греда; 2 – чаша; 3 – бигл; 4 – осовина бигла; 5 – лежај; 6 – објумица; 7 – клинови; 8 – осовина; 9 – кућиште; 10 – колица унутрашња; 11 – колица спољашња; 12 – копир; 13 – централна опруга; 14 – полуга; 15 – чаура; 16 – осигурач

### 3.2.2.2 Аутоматски цевни кључеви





Слика 3.6 - Хидраулични кључ ГКШ-1200МТ (ДОО "Уфагидромаш", Русија):  
 1 – зупчасти редуктор; 2 – зупчата хидраулична пумпа с две коморе; 3 – хидраулични распоредник; 4 – полуга за управљање мањом комором хидрауличне пумпе; 5 – полуга за управљање већом комором хидрауличне пумпе; 6 – вешалка; 7 – засун; 8 – манометар; 9 – ротор у комплекту с чељустима

### 3.2.2.3 Аутоматски кључеви са клипном шипком

Хидраулични кључ с клипном шипком ГКШ – 300 користи се у процесима механизације безбедног и прецизног завртања и одвртања навојних спојева колоне пумпних клипних шипки условног пречника 16, 19, 22 и 25 mm.





Назив параметра	Вредност параметра
Условни пречници пумпних клипних шипки које се заврћу одврћу, mm	16, 19, 22, 25
Запремински доток у хидраулички кључ, m <sup>3</sup> /s:	
– минимални	3,3·10 <sup>-4</sup>
– називни	20,0·10 <sup>-4</sup>
– максимални	30,0·10 <sup>-4</sup>
Притисак утискивања, Мра:	
– минимални	10,0
– максимални	20,0
Притисак у линији истицања, Мра, max	0,5
Брзина ротације ротора, s-1 (о/мин):	
– при називном запреминском дотоку	1,78 (107)
– при максималном запреминском дотоку	2,66 (160)
Момент силе на ротору N·m	
– при називном притиску утискивања	1580
– при максималном притиску утискивања	3160
Габаритне димензије, mm	722×380×640
Маса, kg, max	145

Слика 3.7 – Општи изглед viseћег кључа с клипном шипком ГКШ-300 (ДОО „Уфагидромаш“, Русија)

### 3.2.3 Опрема за подизање терета

#### 3.2.3.1 Систем котурача (непокретне, покретне)

Конструктивне карактеристике непокретне и покретне котураче, су дефинисане носивошћу торња и снази дизалице. Помоћна опрема: компензатор удара, стремениви и елеватори за прихват различитих пречника радних алатки.

Мртви крај ужета спојен је са непокретним крајем бушаћег ужета, трансформатором притиска и индикатором тежине за регистровање величина силе у непокретном крају бушећег ужета, тј. оптерећење алата за време рада у бушотини.

#### 3.2.3.2 Ремонтне дизалице

Ремонтна дизалица - самоходна машина за подземни ремонт бушотина на нафтним пољима, која се примењује, уколико бушотина није опремљена стационарним торњем. Дизалице које се примењују код

подземног ремонта деле се на дизалице за текући и капитални ремонт бушотина.

Дизалице за текући ремонт бушотина – Азинмаш – 37А, АПРС – 40 (40М, 40Н) и друге.



Слика 3.8 – Дизалица АПРС-40 за текући ремонт бушотина (Русија)

Дизалице за капитални ремонт бушотина одликују се већом носивошћу (преко 400 kN) и допунски могу бити опремљене пумпом за испирање, ротором, испирном главом и другим уређајима за ротирање колоне.

Дизалице за капитални ремонт бушотина – УПА-60/80, АПР-60/80, КОРО-80, А-50 (А-50У, А-50М), АПРС-50К (50КАМ), УПРБ-125, УПР-100 и друге.



Слика 3.9 – Дизалица А-80М за капитални ремонт бушотина (Русија)

### 3.2.3.3 Уређаји за испитивање бушотина

Постројење ЛСГ-10 намењено је за транспорт опреме и тимова до места вршења операција спуштања и подизања код геофизичких испитивања у истражно – контурним, истражним и експлоатационим нафтно – гасним бушотинама дубине до 7000 м, које се врше помоћу дубинских инструмената, који се спуштају на жици пречника до 3 мм.



Слика 3.10 – Самоходни уређаји за испитивање бушотина ЛСГ-10 (Русија)

## 3.3 Опрема за технолошке операције

### 3.3.1 Надземна опрема

#### 3.3.1.1 Цементациони агрегати

Цементациони агрегат ЦА – 320 (АНЦ – 320, УНБ – 125 × 32) намењен је утискивању радних флуида при цементацији бушотина у процесу израде бушотина и капиталног ремонта, као и при вршењу других радова на испирању и ињектирању који се изводе на нафтним и гасним бушотинама.



Слика 3.11 – Цементациони агрегат АНЦ-320 (ЦА-320) (Русија)

Опрема цементационог агрегата ЦА-320 монтира се на шасији возила (марке КАМАЗ или УРАЛ), при чему се мотор возила користи као погон за пумпу високог притиска.

Елементи цементационог агрегата:

- база за монтажу ЦА-320 (АНЦ-320, УНБ-125×32)
- пумпа високог притиска НЦ-320 (9Т)
- цевни разводник ЦА-320 (АНЦ-320, УНБ-125×32)
- блок за довод воде ЦА-320 (АНЦ-320, УНБ-125×32)



Слика 3.12 – Цементациони агрегат СИН-35 (Русија)

### 3.3.1.2 Постројења за мешање песка

Постројење за мешање песка - самоходни агрегат за рад на нафтним пољима који се користи за транспорт сувих прашкастих материјала, механички подесиви довод тих материјала и припрему тампонажних смеша при цементирању нафтних и гасних бушотина.



Слика 3.13 – Постројење за мешање песка KHS-20 (USA)

Постројење за мешање песка предвиђена је за вакуумско-хидраулични и механички или комбиновани начин припреме смеша с песком. У последњем случају флуид за припрему смеше под притиском 1 Мра шаље се у мешалицу, одакле се из бункера додаје цемент или песак. Расути материјал се допрема цревом и меша, а затим се транспортује у посуду за акумулирање, где се она помоћу мешалице с лопатицама одржава у концентрисаном стању. Из посуде за акумулирање смеша се узима помоћу пумпе или пумпног агрегата.

### 3.3.1.3 Киселински агрегати

Постројење за киселинску обраду бушотина – самоходни теренски агрегат за транспорт и утискивање флуида у бушотине при киселинској обради прибушотинске зоне слоја.

Агрегат УНЦ1-160×500К опремљен је пумпом с три клипа, гумираном гуменом цистерном запремине  $6\text{ m}^3$ , додатном цистерном запремине  $7\text{ m}^3$  блоком цевног разводника за међусобно повезивање пумпних постројења и повезивање са опремом уста при утискивању флуида у бушотину.



Слика 3.14 – Киселински агрегат УНЦ1-160×500К (Русија)

Пумпа високог притиска ствара притисак до 50 Мра при потису  $2,5\text{ l/s}$ , блок цевног разводника агрегата омогућује рад с максималним притиском на страни утискивања до 70 Мра, а на страни развода до 2,5 Мра. За киселинску обраду бушотина такође се користе агрегати АНЦ-32/50, СИН-32, АКОС-1.



Слика 3.15 – Киселински агрегат СИН-32 (Русија)

### 3.3.1.4 Парна покретна постројења

Постројење за депарафинизацију - самоходни спољни агрегат за прогревање и продувавање паром бушотина и опреме која се у њима налази. Данас је на нафтним пољима такође раширена примена постројења ППУ-1200/100, ППУА-1600/100, 2АДП-12/15-У1 (за прогревање топлим нафтом) и др.



Слика 3.16 – Парно постројење за рад на нафтним пољима ППУА-1600/100 (Русија)

### 3.3.1.5 Постројења за испирање топлим нафтом

Испирање топлим нафтом један је од најраспрострањенијих начина за уклањање асфалтно-смолних и парафинских наслага из канала бушотина, радних колона тубинга, као и монтажних колектора.

Топло испирање се састоји од два главна циклуса – загревање опреме и отапање асфалтно - смолних и парафинских наслага, а затим асфалтно - смолне и парафинске насlage испирањем одређеним протоком топле нафте, који обезбеђује брзину тока у колони тубинга ради избацивања асфалтно - смолних и парафинских наслага у колектор.

Постојање технолошких и помоћних цевовода омогућава брзо прикључивање агрегата АДПМ 12150-2 на бушотину и резервоар с нафтом. Агрегат се лако покреће, нафта се загрева до задате температуре за 20 мин. од тренутка покретања. Примењена је независна трансмисија погона главне пумпе и пумпе за гориво с вентилатором, што по потреби обезбеђује претходно загревање котла без стартовања пумпе за инјектирање.



Слика 3.17 - Агрегат АДПМ 12150-2 (Русија)

Агрегат АДПМ се може монтирати на шасију возила КРАЗ-65101, КРАЗ-65053, УРАЛ-43203, УРАЛ-5557.

### 3.3.1.6 Постројења са савитљивим тубинг цевима

Мобилно постројење са савитљивим тубинг цевима МК20Т намењено је подземном ремонту нафтних и гасних бушотина с применом непрекидних савитљивих цеви и може се користити за радове на испирању пешчаних и парафинских чепова, као и за друге истражне радове на бушотинама свих типова.



Слика 3.18 – Постројење са савитљивим тубинг цевима МК20Т, СЗАО "ФИДМАШ" (Белорусија)

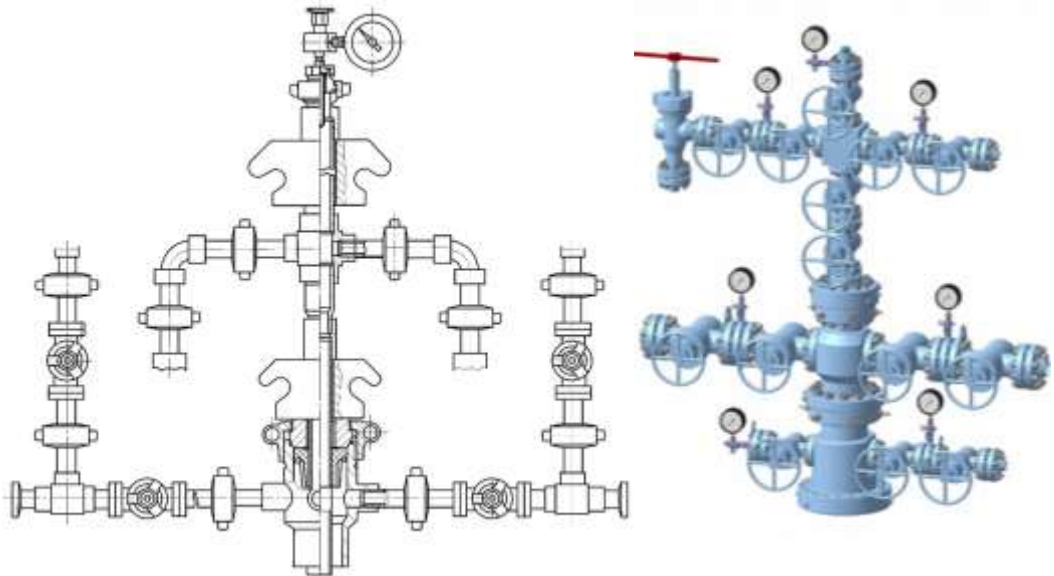
Постојећа постројења са савитљивим тубинг цевима, осим капиталног ремонта бушотина, могу се примењивати и за провлачење бочних канала и хоризонталних грана из постојећих експлоатационих бушотина.



### 3.3.1.6 Опрема на устима бушотине

Сигурносна опрема на устима бушотине намењена је херметизацији уста нафтних и гасних бушотина за време њихове изградње и ремонта у циљу безбедног вођења радова, спречавања отворених ерупција, као и заштиту животне околине.

Ерупциони уређај или "Арматура уста 2АУ-700" намењена је повезивању уста бушотина с пумпним постројењима високог притиска код процеса са млазом песка, фрактурисања слојева, цементације при капиталном ремонту, испирању пешчаних чепова, киселинске обраде и других процеса.



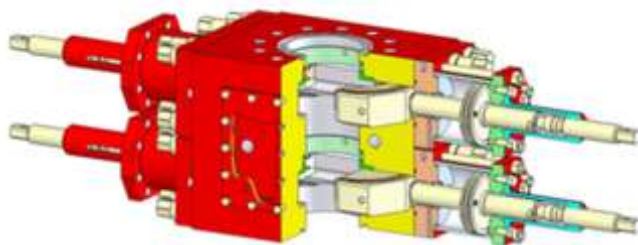
Слика 3.19 – Арматура уста 2АУ-700 (Русија) - лево и крстасти ерупциони уређај - десно

Ерупциони уређај (Арматура уста) омогућује да се врши спуштање (подизање) тубинга са спојницама без губитка херметизације уста бушотине, састоји се од цевне главе и главе уста и елемената за повезивање. На цевној глави постављен је манометар са сепаратором.

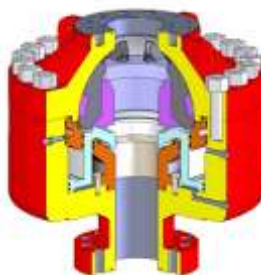
Глава уста опремљене је манжетном која врши херметизацију међуцевног простора. На устима глави постављен је манометар са сепаратором.

Превентер – радни елемент комплекта сигурносне опреме за спречавање ерупције, који се поставља на устима бушотине. Главна функција превентера је херметизација уста нафтно-гасне бушотине у

ванредним ситуацијама приликом изградње или извођења ремонтних радова на бушотини.



Слика 3.20 –Превентер се чељустима типа ППГ (Русија)



Слика 3.21 – Прстенasti превентер типа ПУГ (Русија)

На бушотину се поставља превентер, чији је радни притисак већи или једнак максимално очекиваном притиску, кад је бушотина у потпуности испуњена чистим гасом, па је притисак најближи слојном притиску. Обавезно се у обзир узима и фактор сигурности.

Превентери се генерално могу поделити према:

- димензијама
- радном притиску
- врсти затварања

Према димензијама, односно пречнику светлог отвора, који дефинише пролазност бушотинског алата и опреме у ремонтним радовима се примењује превентер од 7 1/16" (182мм).

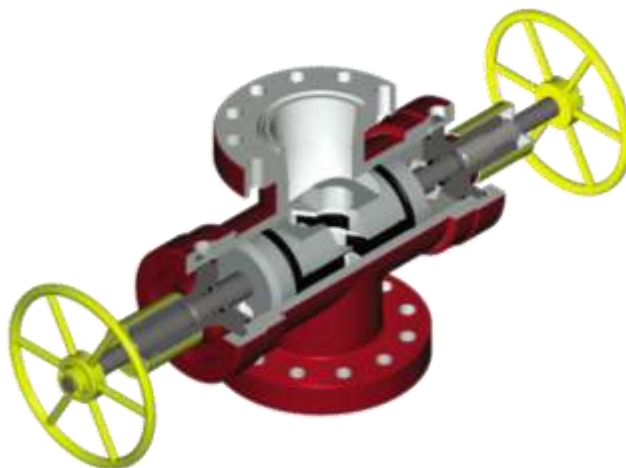
Превентери димензија:

- 10 " (254 мм),
- 11" (279,4 мм),
- 13 5/8" (346 мм),
- 20 ¼ (539,7мм) и
- 30" (762мм) се користе у бушењу.

Према радном притиску користе се превентери:

- 2М (радног притиска 138 bar или 2.000 psi)
- 3М (радног притиска 207 bar или 3.000 psi)
- 5М (радног притиска 345 bar или 5.000 psi)
- 10М (радног притиска 689,5 bar или 10.000 psi)
- 15М (радног притиска 1034 bar или 15.000 psi)

Цевни превентер малих габарита серија ПМТ1 (ПМТ-125×21, ПМТ-156×21) намењен је херметизацији уста бушотина цевним (ако у бушотини постоји тубинг), слепим (ако у бушотини нема тубинга) и цевно-кабловским чељустима (ако се у бушотини налази цев тубинга и кабл електричне центрифугалне пумпе. Модификације превентера ПМТ1 производе се с условним унутрашњим пречником 80, 125 и 156 mm и радним притиском 21 Мра.



Слика 3.22 – Цевни превентер малих габарита ПМТ-125×21 (Русија)

### 3.3.2 Опрема и алат који се спуштају у бушотину

#### 3.3.2.1 Алати за инструментацију

##### Алат са навојем

Трн - алат који се не отпушта и служи за извлачење из бушотине колоне цеви која се завршава спојницом или ојачаним делом, слика 3.22.

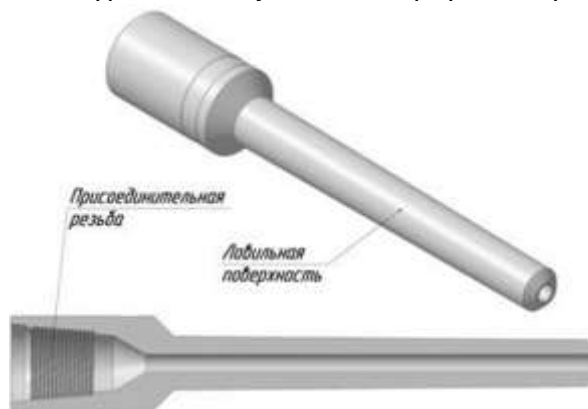
Трн је најстарији и најједноставнији алат за унутрашење хватање изгубљеног алата. Тело трна је конусног облика, различите дужине на које

се нарезује нарезница, која може да буде крупна и ситна и са жљобовима или без њих. Трн се термички обрађује чиме се постиже чврстоћа и еластичност.

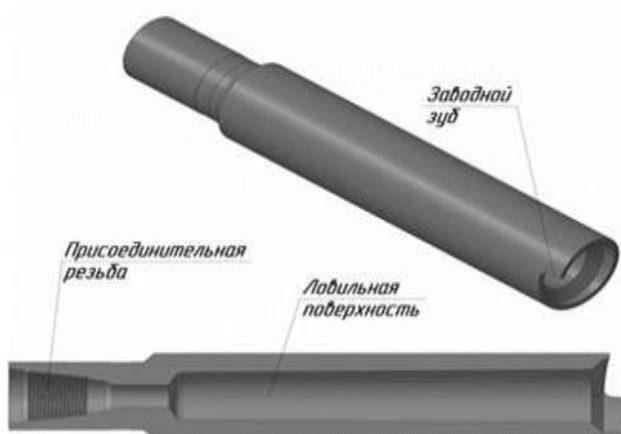
Постоје трнови различитих димензија за хватање изгубљеног алата у колонама од 5" до 7" (НИС) и могу бити у левој и десној изведби.

**Звоно** – алат који се не отпушта и служи за извлачење колоне цеви која се налази у бушотини путем нарезивања навоја и навијања на њихову спољну површину, слика 3.23.

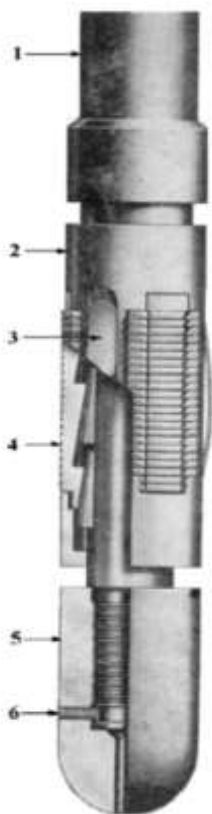
Звоно је најједноставнији алат за спољашње хватање изгубљеног алата. На цилиндричном делу звона са унутрашње стране, у благом конусу нарезани су оштри навоји који су термички обрађени. Звоно спада у алат који се након прихвата изгубљеног алата и немогућности вађења, не може ослободити. Из тог разлога приликом хаватања изгубљеног алата звоном, изнад се поставља сигурносна спојница и хидраулични ударач.



Слика 3.23 – Трн



Слика 3.24 – Звоно



Копље (spear) – при инструментацији дугачког низа остављеног, тј. изгубљеног алата у бушотини (бушаћих шипки, тешких шипки, тубинга па и колоне заштитних цеви), ако је тежина велика, уобичајено се користи алатка за унутрашње хватање под називом копље. Копља се израђују као десна и лева.

Саставни делови копља са фрикционом опругом са слике су:

- 1. горњи прелаз,
- 2. кућиште,
- 3. фрикциона опруга,
- 4. чељуст,
- 5. пета,
- 6. завртањ.

Слика 3.25 – Копље (spear)

Хватаљка типа ЛКШ – алат за извлачење хаварисаних клипних шипки и цеви малог пречника, хватањем за спољну површину.



Слика 3.26 – Хватаљка типа ЛКШ

### Алат са чељустима

Хватаљка унутрашња која се не отпушта – алат за хватање цеви за унутрашњу површину и њено комплетно извлачење или по сегментима путем одвијања од колоне, слика 2.26.

Хватаљка унутрашња која се отпушта – алат за хватање колоне тубинга пречника 114 mm и њихово извлачење комплетно или по сегментима из експлоатационе колоне пречника 168 mm, слика 2.27.



Слика 3.27 – Хватаљка која се не отпушта



Слика 3.28 – Хватаљка која се отпушта

### Алат комбинованог типа

Овершот – алат за извлачење из бушотина неухваћених цеви, клипних дубинских пумпи и других предмета.



Слика 3.29 - Овершот

Овершот представља један од најсавременијих алата за спољашње хватање изгубљеног алата. Овај алат се приликом неуспелог покушаја вађења, лако може ослободити на месту прихвата. Са овершотом се може комбиновати и ударач. Овершот серије 70 и овершот серије 150, разликују се по дужини водилице, свакако могу бити леви и десни.

Овершот се састоји од кућишта, водилице, прелазног дела и комплекта промењивих елемената, који укључују низ спиралних прихватних делова и клешта, и вођице.

Клешта се могу примењивати с глодачким водилицама које омогућавају чишћење објекта који се хвата од зубаца и разних наслага.

Овершот се примењује у случајевима када се не могу користити хватаљке или звоно.

## Помоћни алат

Печат – алат за одређивање положаја и стања горњег краја хаварисаног објекта у бушотини путем анализе деформације пластичне облоге.



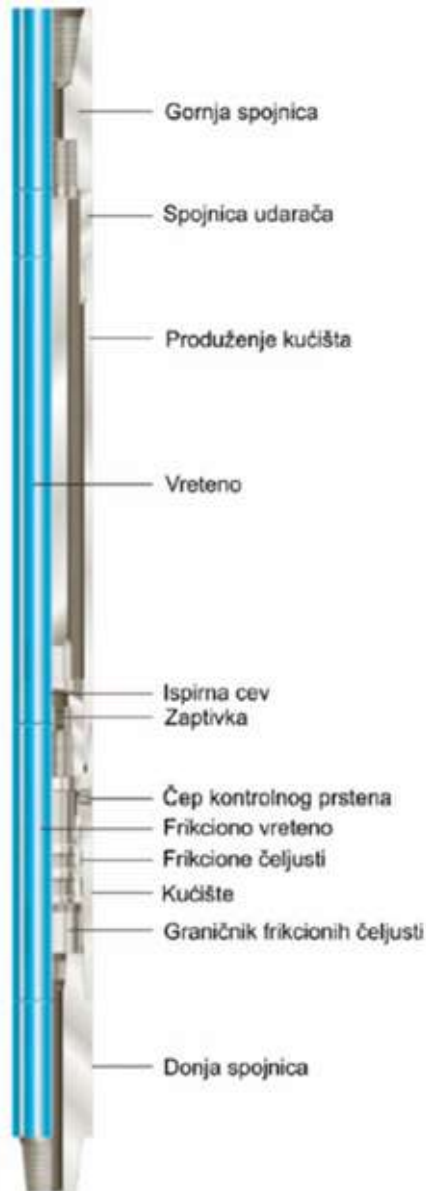
Слика 3.30 – равни печат, бочни печат, 3D печат

Бушотински печат се састоји од кућишта са прикључним навојем и уметка од меког олова на доњем чеоном делу који је уметнут и круто причвршћен за доњи део кућишта. Пластичност олова нижа од пластичности објекта који се испитује у бушотини (на пример, клипних шипки израђених од метала, длета и других објеката који су остали у бушотини услед хаварије. Унутра је кућиште снабдевено попречном преградом изнад које је се у кућишту налазе избушени отвори.

Ударац – уређај за механичко или хидраулично деловање, намењен за ударање по хаварисаном алату који се спушта у бушотину, надоле односно нагоре. Данас се ударачи према намени деле на удараचे за инструментацију (fishing) и на бушаће, а према принципу деловања – на механичке и хидрауличне.

У већину инструментационих колона укључују се како хидраулични, тако и механички ударачи, као и одређени број тешких бушаћих цеви за

стварање ударне масе. У колону се може укључити и акцелератор, који се такође назива и појачавач удара или бустер.

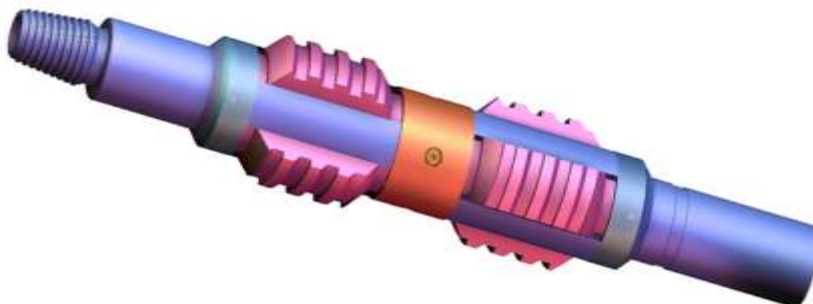


Слика 3.31 – Ударач

Хидраулични ударачи служе да производе ударце након хватања изгубљеног алата а у циљу да се покрене заглављена композиција алата. Хидраулични ударачи иду у комбинацији са овершотом, трном и зоном и у низу алата за инструментацију се постављају изнад њих. Ударач је конструисан тако да омогућава вертикалне ударе од 10" до 18" било на горе или на доле. Може се користити по избору за ударање на горе и на доле наизменично. Постоје у левој и десној изведби.



Скрепер – алат за чишћење унутрашње површине заштитних или пумпно-компресорских колона од перфорационих зубаца, корозије, цементне покорнице, парафина и других наслага.



Слика 3.32 – Скрепер

Скрепер представља једноделно цевасто кућиште на чијем су горњем и доњем крају израђени спојнични и нипл прикључни навој. У подужним шлицевима кућишта постављено је шест сечива типа кљешта с могућношћу радијалног кретања, са каљеном површином оштрица отпорном на хабање. Силе које прибијају сечива ка површини цеви која се чисти стварају се захваљујући деловању натегнутих опруга (по три на једно сечиво). Сечива се налазе на кућишту у два нивоа по три комада у сваком, тако да обезбеђују потпуно чишћење обима унутрашње површине цеви. У шлицевима кућишта сечива држи прстен с прорезима који је причвршћен са четири завртња. Чишћење колоне се врши за време спуштања скрепера у бушотину на бушаћим или пумпно-компресорским цевима, при томе сечива, клизећи по површини која се чисти скидају неравнине и нечистоће.

### **3.3.2.2 Алат за резање**

Проширивачи и фрезери (глодачи) су алати за механичку обраду металних предмета у зацевљеним бушотинама, дајући им геометријски облик, који омогућује примену алата за хватање.



Слика 3.33 – Проширивачи



Слика 3.34 – Фрезери (глодачи)

У почетној фази глодања препоручује се веома благи режим, док се не успостави контакт фрезера са предметом глодања. Затим се повећава оптерећење и број обртаја, док се не постигне жељени или оптимални напредак. У зависности од пречника и врсте фрезера, услова у бушотини, дубини бушотине и материјалу који треба фрезенковати препоручује се оптерећење на фрезер (глодач) од 5 до 7(103daN). При операцији глодања, најбоље резултате у погледу испирања, хлађења глодача и изношења глоданог метала на површину даје примена максималне количине исплаке у циркулацији.

### 3.3.2.3 Пакери

Пакер (енгл. *racker* – заптивач) – уређај намењен за међусобно раздвајање две зоне канала бушотине и изоловању унутрашњег простора експлоатационе колоне од деловања бушотинске средине.

Пакер се спушта у бушотину у склопу заштитне колоне и поставља у задатом интервалу. У зависности од тога да ли је сила створена падом притиска усмерена нагоре или надолу, разликују се и типови пакера.



Слика 3.35 - Пакери

Пакери су, специјално конструисан, бушотински алат који омогућује херметичност између тубинга и експлоатационе колоне заштитних цеви (међупростора). Пошто се многе операције у бушотини изводе под високим притисцима, које експлоатациона колона не би могла да издржи, ремонтни радови не би се могли замислити без употребе пакера.

Врсте пакера који се примењују:

- дубински пакери
- пакери за раздвајање
- изолациони пакери

### 3.3.2.4 Перфоратори

Млазни перфоратор - уређај намењен отварању експлоатационих објеката методом млазне перфорације путем стварања канала и пукотина у бушотинама с отвореним дном или зацевљених експлоатационим колонама.

Механизам омогућује да се усмеравају млазеви флуида с песком ка зиду бушотине преко специјалних наставка од материјала отпорног на абразију.



Слика 3.36 – Млазни перфоратор ознаке АП-6М1 (руске производње)

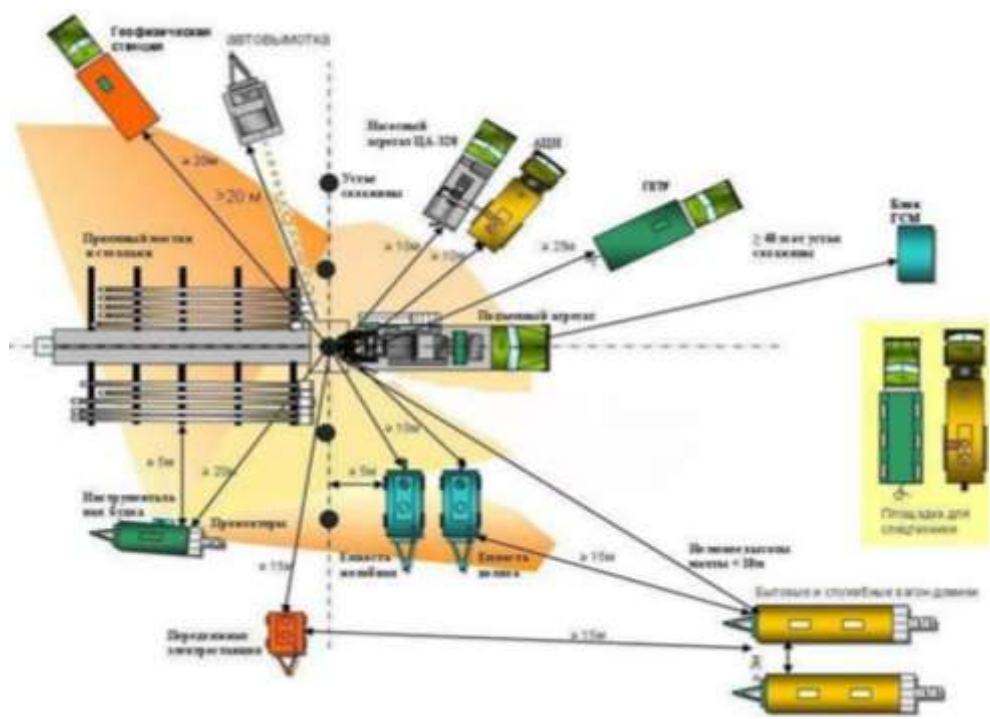
Уређај представља челично кућиште с наставцима од тврдих легура, кроз које се ињектира флуид с протоком 1 – 6 l/s код којих брзина млаза достиже 200 m/s. За стварање потребних притисака приликом ињектирања хидроабразивних смеша користе се пумпни агрегати 2АН-500 и 4АН-700, код којих број по једној операцији може варирати од 2 до 6 и више. Време формирања једног канала варира од 20 до 30 min, проток радног флуида од 1 до 7 m<sup>3</sup>, а песка од 50 до 700 kg.

## 4. ТЕХНОЛОГИЈА ТЕКУЋЕГ РЕМОНТА БУШОТИНА

### 4.1 Методе гушења дотока флуида у бушотини

Гушење бушотина, како код бушења, тако и при капиталном (текућем) ремонту бушотина потребно је ради стварања довољног контрапритиска на продуктивни слој (директним или индиректним испирањем) при којем је искључено да флуид из колектора дође.

Директним испирањем се гуше еруптивне бушотине опремљене дубинским електричним центрифугалним пумпама, завојним електричним дубинским пумпама, електричним мембранским пумпама и одржавањем слојног притиска, а индиректним (циркулацијом) - остале врсте (гас-лифт бушотине, бушотине с клипним дубинским пумпама).



Слика 4.1 - Шема диспозиције опреме при текућем ремонту бушотине

Пумпни агрегати постављају се на минималној удаљености 10 m од уста бушотине, минимална удаљеност између агрегата је 1 m. Цистерне с

испирним флуидом постављају се тако да су им кабине окренуте у страну од уста бушотине низ ветар. Није дозвољено постављање агрегата испод далековода под напоном. Агрегати морају имати исправне протиповратне вентиле и манометре. Потис сигурносног уређаја на пумпи затвара се облогом и изводи за агрегат. Пре гушења бушотине потребно је испитити вод за гушење притиском који је један и по пута већи од очекиваног. Код испитивања на притисак није дозвољено боравити у близини вода за гушење. Ако у тренутку вршења испитивања на притисак примети истицање флуида потребно је испустити притисак с вода за гушење до атмосферског и отклонити истицање. Пре гушења бушотина опремљених дубинским електричним центрифугалним пумпама, потребно је извршити испитивање тубинга на притисак тако што се направи притисак до 40 Мра. Тубинг се сматра непропусним уколико темпо пада притиска износи max 5 Мра у 1 минути. Преко главног вентила помоћу испусног уређаја ломи се "штифт" испусног вентила. Бушотина се сматра угушеном и припремљеном за ремонт ако се приликом повезивања цевног простора и простора ван цеви са атмосфером не запажа преливање флуида.

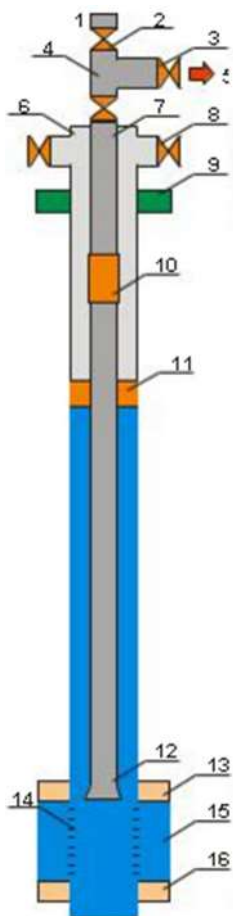
## **4.2 Компликације код експлоатације еруптивних бушотина**

Све гасне бушотине експлоатишу се само еруптивним методом, односно без примене било какве механизације, без обзира на величину слојног притиска.

Како се слојни флуид подиже на површину хидростатички притисак се смањује, а растворени гас почиње да се издваја у облику мехурића, који се постепено шире (ширење гаса доводи до смањења температуре смеше).

Услед снижења температуре растворени парафин почиње да се кристализује и талози на унутрашњим зидовима тубинга. Снижавање температуре је већа како се она више подиже. Зато се запажају наслага парафина, углавном у горњем делу лифт колоне на удаљености до 400 m од уста бушотине (обично дебљина наслага достиже максимум на дубини од 50 до 200 m од уста бушотине).

После пуштања у рад ерупционе бушотине може доћи до стварања доњих (густи стуб песка) или патронских чепова (стубови песка, флуида и гаса који се смењују).



1. лубрикатор;
2. лубрикациони вентил;
3. главни вентил;
4. ерупциони уређај;
5. производи који се ваде;
6. експлоатациона колона;
7. колона тубинга;
8. лептир вентил;
9. површина земље;
10. сигурносни уређај на устима бушотине;
11. пакер;
12. левак;
13. повлата слоја;
14. перфорациони отвори;
15. продуктивни слој;
16. подина слоја

Слика 4.2 – Попречни пресек бушотине

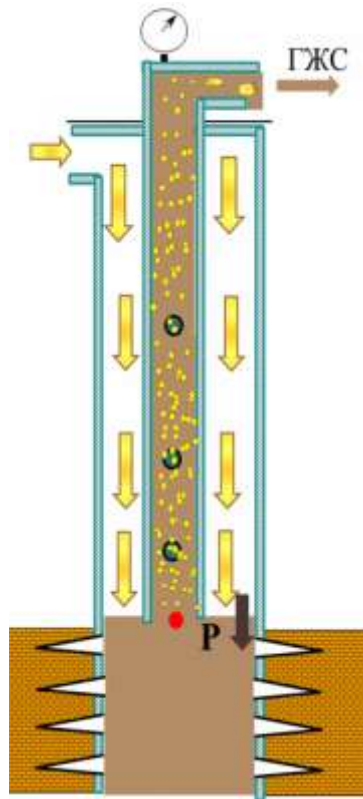
## Начини борбе са стварањем чепова код еруптивних бушотина

- превентивне мере – примена тубинга са специјалним унутрашњим премазом, примена специјалних хемијских додатака;
- ремонт без извлачења цеви из бушотине и без прекидања експлоатације – помоћу специјалних прибора (стругача - кашика, лубрикатора), испирањем флуидима (директно и индиректно испирање), продувавањем помоћу ваздуха, чишћењем помоћу пене, аерисаних флуида с површинско-активних материја;
- ремонт с извлачењем цеви на површину – врши се паром на устима бушотине помоћу мобилних парних постројења.

Гас-лифт метод обезбеђује подизање слојног флуида на површину захваљујући радном медијуму – гасу који се налази под натпритиском. У случају примене ваздуха метод се назива ер-лифт.

У случају примене гаса који се налази под притиском у слоју који садржи гас, назива се безкомпресорски гас-лифт.

За вишестепену аерацију стуба флуида код експлоатације методом гас-лифта на колони тубинга постављају се стартни вентили. За постављање и подизање гас-лифт вентила користи се специјални прибор са сајлом, који се састоји из лубрикатора на устима бушотине, хидрауличног чекрка с добошем.



Слика 4.3 – Прстенаста дизалица

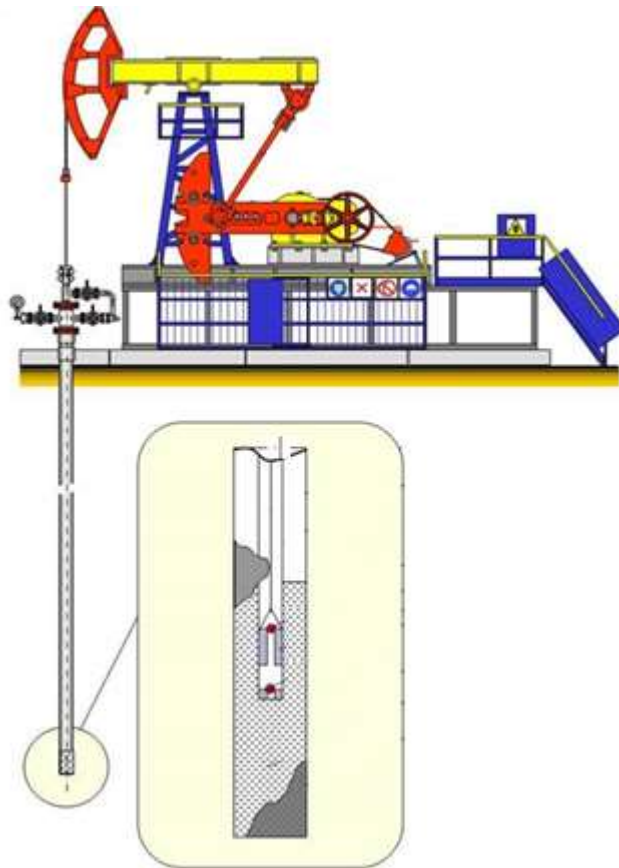


Табела 1 - Проблеми при експлоатацији гас-лифт методом и начини њиховог решавања

Назив проблема	Метод решавања
Стварање пешчаних чепова	Да би се обезбедило изношење мале (дозвољене) количине песка на површину спуштају се ваздушне цеви до нивоа горњих отвора интервала перфорације. Код дворедних елеватора често се примењују лајнери с мањим пречницима. О формирању пешчаних чепова у бушотинама суди се по нагом смањењу њихових дневних обима производње и по читавањима контролно-мерних инструмената. Да би се разорио чеп у успонске цеви ињектира се гас, а понекад и течност с гасом. Ако ти поступци не дају позитиван резултат, цеви се подижу на површину.
Наслаге парафина	Спречавање стварања наслага парафина врши се на исти начин као и код експлоатације еруптивних бушотина: бушотина се опрема аутоматским стругачима и клипним лифтом. Ради спречавања стварања наслага парафина у процесу експлоатације бушотина у ваздушне цеви се у малим дозама инјектирају угљоводонични растварачи или раствори површински активних материја. Као резултат тога мења се структура смеше гаса и течности и искључује могућност стварања наслага парафина.
Стварање отпорних емулзија великог вискозитета	У циљу спречавања емулзије врши се деемулгација увођењем деемулгатора у ваздушне цеви. Као деемулгатор примењује се неутрализовани црни контакт или нека друга ефикасна површински активна материја.
Наслаге соли	У случају да је пречник цеви делимично затворен наслагама карбонатних соли, оне се уклањају ињектирањем слатке воде, а наслаге сулфатних соли се уклањају ињектирањем алкалне воде.

### 4.3 Механизована експлоатација бушотина клипним дубинским пумпама

Приликом рада клипног бушотинског пумпног система у посебно сложеним условима налазе се елементи бушотинске опреме – клипне шипке, пумпа и успонске цеви.



Слика 4.3 – Шема клипног бушотинског пумпног система

Колона пумпних клипних шипки наизменично трпи силе истезања у горњем делу, а у доњем делу реверзибилне силе истезања и стезања. Код комплексног деловања напрезања бушотинских минерализованих средина долази до такозване деформације услед замора и корозије, које проузрокује кидање и излетање колоне бушаћих шипки.

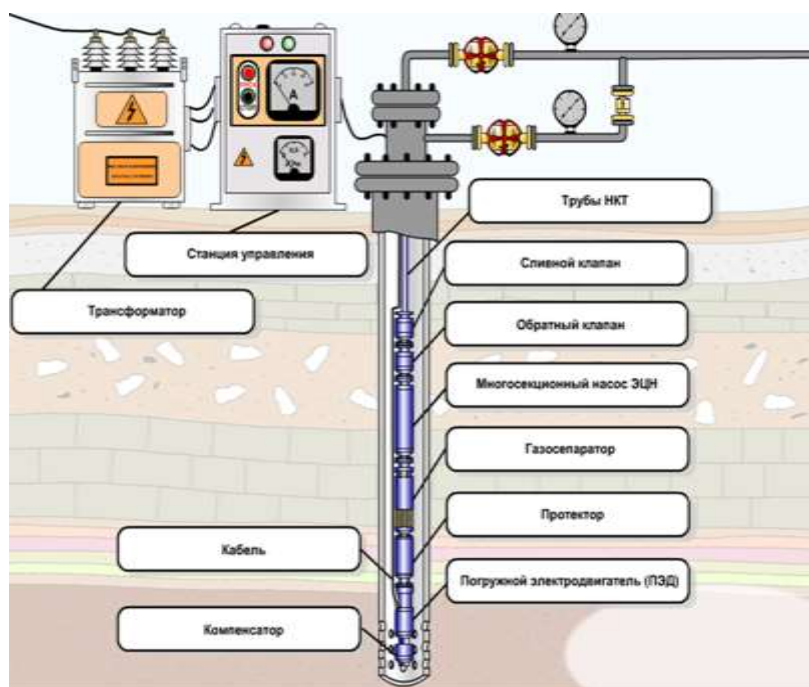
Приликом извођења радова у кривим и косим бушотинама интензивно хабање трпе заједно, како елементи колоне тубинга, тако и клипне шипке.

Рад у условима високог садржаја механичких примеса на страни пријема клипних дубинских пумпи доводи до абразионог хабања пара клип – цилиндар.

Табела 2 - Проблеми при експлоатацији дубинских клипних пумпи и начини њиховог решавања

Назив проблема	Метод решавања
Склоност кидану колоне бушаћих шипки која се експлоатише у корозивним срединама, испирање и хабање кугластих вентила - усисног и ињекционог	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Експлоатација дубинских клипних пумпи са што је могуће већом дужином хода клипних шипки уз одржавање потребне продуктивности. То ће довести до сразмерног смањења броја циклуса оптерећивања клипних шипки (броја двоструких кретања) и сходно томе повећати њихов радни век (повећање дужине хода клипних шипки за 2 пута повећава њихов век приближно за 2 пута.</li> <li>2. Коришћење погона клипних дубинских пумпи с другим ходом.</li> </ol>
Корозионо-механичко хабање тубинга и пумпних клипних шипки	Примена централизера с клипним шипкама и пригушивача ротационих осцилација, као и коришћење тубинга с унутрашњим полимерним премазом.
Хабање пара који чине клип и цилиндар абразивним средством, заглављивање пумпе	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Примена пешчаних сидара (уређаја који делују по принципу снижавања брзине тока слојног флуида све док не дође до таложења песка у кућишту сидра). Дубинске клипне пумпе са сидром повремено треба подизати и чистити.</li> <li>2. Прављење вештачких филтера у прибушотинској зони слоја.</li> <li>3. Код заглављивања пумпе примењује се „разрађивање“ (померање клипа увис подизањем клипних шипки помоћу специјалних агрегата)</li> </ol>
Насlage парафина и соли	<p>Примењују се исти методи као и код ерупционе експлоатације и експлоатације гас-лифт методом, а такође се користе механички гребачи који се постављају на колони клипних шипки (у овом случају колони клипних шипки ради преко уређаја који ротира клипне шипке, који омогућује да се при сваком двоструком ходу колони клипних шипки ротира за одређени угао).</p> <p>Код примене уређаја који ротира клипне шипке обезбеђује се дотезање навојних спојева колони клипних шипки, услед чега долази до смањења самоодвртања.</p>

#### 4.4 Механизована експлоатација бушотина са дубинским електричним центрифугалним пумпама, завојним електричним дубинским пумпама, електричним мембранским пумпама



Слика 4.4 - Шема постављања потапајуће електричне пумпе

Код примене постројења са бушотинским електричним пумпама текући подземни ремонт може изискивати исправљање и извлачење бушотинске опреме због:

- пробијања електроизолације кабла или њеног механичког оштећења;
- потребе за подизањем потапајућег агрегата ради пуњења уљем;
- заглављивања електричне пумпе због наслага соли или хабања ослонаца;
- потребе чишћење или замене гасних или пешчаних сидара.

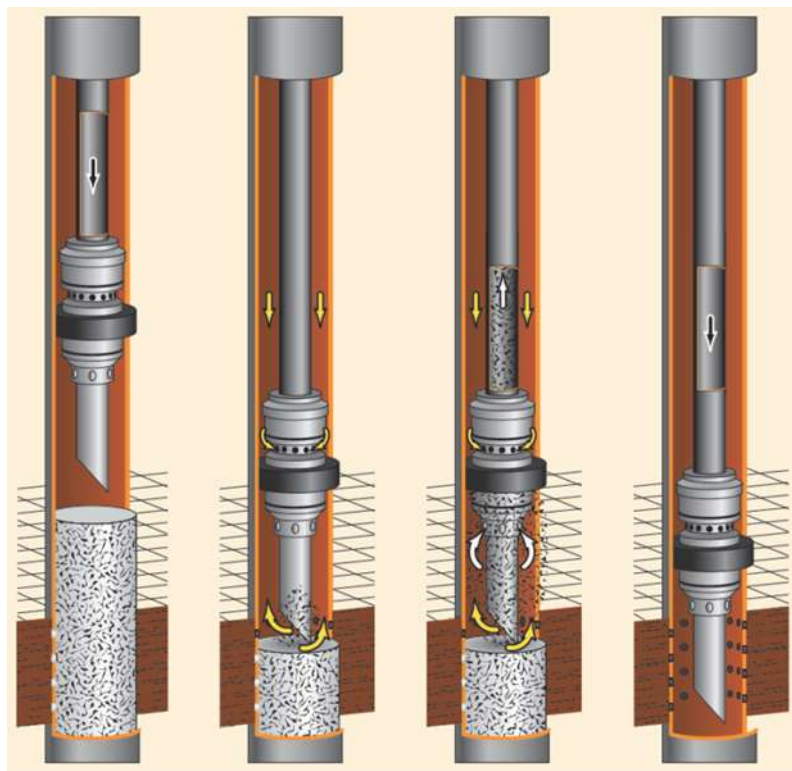
У специфичне радове спадају хаваријско – ремонтни радови који се морају изводити у случају да на дно бушотине падне потапајуће постројење с каблом као последица деформације навојног споја цеви.

## 4.5 Отклањање пешчаних чепова у бушотинама

Пешчани чепови се елиминишу испирањем радним флуидом, водом, нафтом, смешама гаса и течности, пенама, продувавањем ваздухом.

За уклањање из бушотина слојног флуида мале специфичне тежине примењује се директна и индиректна циркулација флуида. Код директне циркулације технолошки флуид се ињектира кроз колону тубинга, а слојна средина која се истискује креће се прстенастим каналом између тубинга и експлоатационе колоне, док се код индиректне циркулације тај процес одвија у супротном смеру.

Брзо директно испирање разликује се од индиректног тиме што се у периоду настављања испирних цеви процес обуставља. То спречава таложње испраног песка и прихват испирних цеви.



Слика 4.5 - Шема директног и индиректног испирања бушотина од пешчаних чепова

## **4.6 Чишћење дна бушотине хидро – вакумским пумпама**

Доста широку примену такође има метод чишћења прибушотинске зоне слоја помоћу хидро - вакумских пумпи. Али тај начин има читав низ недостатака. Прво, током једног пролаза хидро - вакумске пумпе може се очистити само ограничена дужина канала бушотине (обично до 15 m). Сходно томе метод захтева обављање додатних операција спуштања и подизања, пратеће материјале и рад екипе за ремонт бушотина.

Друго, код примене хидро - вакумских пумпи у непосредној близини дна бушотине могуће је да с дна буду захваћени страни предмети и да дође до прихвата колоне. Полазећи од тога, у састав композиције с хидро - вакумском пумпом треба укључивати и уређај за разрађивање, а ако се операција спуштања и подизања врши на тубингу, онда и растављач опреме.

И најзад, код наглих и значајних депресија на прибушотинској зони слоја могуће је стварање конуса подинске воде или стабилних емулзија воде и нафте у појединим интервалима перфорираног дела слоја с његовим каснијим дуготрајним искључивањем.

## **4.7 Продувавање компримованим ваздухом, испирање аерисаним флуидима и пеном**

Овај метод примењује се у бушотинама с малим стубом флуида и кад су на дну бушотине присутни растресити (ненабијени) чепови.

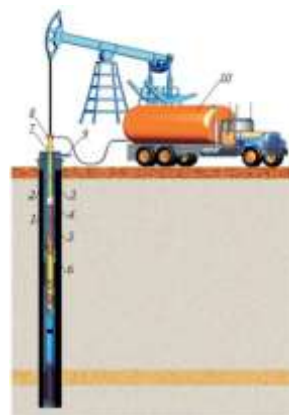
Предности метода:

- искључује се или се знатно смањује исплаке од стране слоја;
- убрзава се пуштање бушотине у експлоатацију после чишћења;
- јавља се могућност чишћења дела колоне испод филтера, што доприноси повећању периода између ремонта, нарочито, код експлоатације бушотине клипним дубинским пумпама.

## 4.8 Испирање бушотина топлом нафтом

Нафта се као исплака примењује код нафтних и мало заводњених бушотина с ниским слојним притисцима када пешчани чеп није могуће уклонити другим методима.

Код примене нафте као исплаке код бушотине се граде специјални херметички затворени систем цевног разводника за циркулацију нафте, као и таложник за песак.



Слика 4.6 – Испирање бушотине нафтом

## 4.9 Начини спречавања стварања чепова с наслагама соли

Таложјење соли узроковано је, пре свега, тиме што се заједно с нафтом извлачи слојна вода, као и међусобним мешањем слојних вода различитих типова (базних с тврдим).



Слика 4.7 – Насlage соли на радном колу електричне центрифугалне пумпе

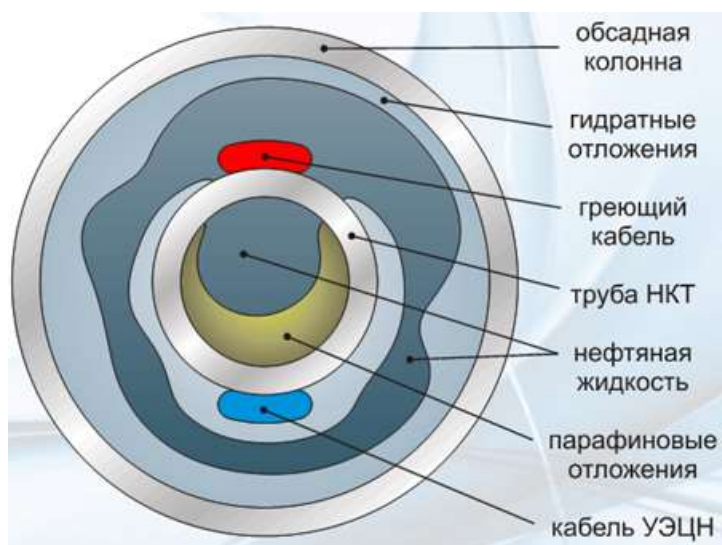


Слика 4.8 – Насlage соли на унутрашњем зиду тубинга

У последње време за спречавање таложења соли примењује се деловање магнетног поља, али ограничење метода се огледа у томе што ток који се обрађује има различите динамичке карактеристике (различиту засићеност гасом). Смањује ефикасност метода и присуство оксидних једињења у производима. Други познати начин за спречавање таложења соли је коришћење ултразвука. Али тај метод не омогућује да се у потпуности спречи стварање наслага на зидовима цеви, већ само делимично уништава већ акумулиране насlage. Најприхватљивијим методом се сматра примена хемијских реагенаса – инхибитора који се посебно бирају према условима у бушотини.

## 4.10 Начини спречавања стварања и уклањања наслага смола и парафина

Један од највише примењиваних начина и даље је коришћење механичких гребача. Примена гребача решава задатак само делимично, пошто до смањења дневне производње бушотине такође долази због таложења парафина у цевном разводнику и воду за гушење. Широко се примењују термички методи уклањања и спречавања стварања парафина: ињектирање топле нафте (кондензата), прегрејане паре или смеше паре и ваздуха, примена електричног загревања цеви је најуниверзалнији.



Слика 4.9 - Спуштање у бушотину кабал за загревање



У пракси је нашао примену и метод премазивања унутрашњости тубинга и бушотинских цевовода лаком и облагање цеви стаклом.

У последње време широко ја заступљено увођење метода деловања променљивог магнетног поља, који доприносе смањивању или практично потпуном престанку таложења парафина.

Али, најуниверзалнијим се сматрају хемијски методи, примена додавања разних реагенаса производима из бушотина.

Табела 3 – Методе за спречавање и уклањање наслага у бушотинама



## 5. ТЕХНОЛОГИЈА КАПИТАЛНОГ РЕМОНТА БУШОТИНА

### 5.1 Припрема, провера и испитивање бушотина

Бушотина (експлоатациона или ињекциона) сматра се припремљеном за капитални ремонт ако је омогућено вршење свих потребних операција уз услов да се поштује безбедност радника, елиминише загађење животне околине и губици нафте.

Припрема бушотине дели се на две основне групе:

- саме припреме бушотине за извођење планираних радова и
- припреме опреме које се при томе користи.

У прву групу спадају радови везени за гушење бушотине и спречавање ерупције на њој или било каквих дотока током извођења радова.

У другу групу спада постављање или ремонт ростова, провера сидара, постављање мобилног агрегата за подземни ремонт или уређивање стационарног куле (ремонт подова и ростова, провера стања непокретне котураче и стуба, подмазивање котурова, опремање система котураче, монтажа точка за затезање), вешање точка за појас торња у случају рада на бушотинама опремљеним дубинским електричним центрифугалним пумпама и прописно размештање опреме на локацији.

Табела 5 – Припремни радови за капитални ремонт

<b>ПРИПРЕМА БУШОТИНА ЗА КАПИТАЛНИ РЕМОНТ</b>				
<b>ОСНОВА</b>	ГТА, динамика кретања екипе за КРБ, план радова (план поруџбина), план премештања, карта путева на нафтном пољу			
<b>ПРЕМЕШТАЊЕ</b>	Удаљеност (путања)	Број јед. технике	Број гура	Време
<b>ПРИПРЕМНИ РАДОВИ</b>				<b>Записник о примопредаји бушотине у ремонт</b>
<b>Локација</b>	<b>Електрична енергија</b>	<b>Допрема цев</b>		
<b>ГУШЕЊЕ</b>	Записник о вршењу гушења			
<b>МОНТАЖА ПРЕВЕНТЕРА</b>	Записник о исп. превент. на притисак дозв. за пуштање у рад	Шема монтаже, сертификат за превентер, записници о испитивању превентера на притисак		
<b>КОМИСИЈА ЗА ПУШТАЊЕ У РАД</b>	Документација за ремонтну дизалицу	Документација за кључеве и алат	Документација за раднике	
	Технолошка документација	Средства за индивидуалну заштиту, заштиту о пожара, безбедност од електричног удара, пружање медицинске помоћи		
<b>ДОЗВОЛА ЗА ПОЧЕТАК РАДОВА</b>				

### 5.1.1 Технологија и флуиди за гушење бушотина

Повећање квалитета ремонтних радова у нафтним и гасним бушотинама значи, пре свега, обезбеђивање успостављања пропустљивости прибушотинске зоне слоја.

Ови радови се могу обезбедити активностима које се воде у два правца:

- разрадом састава флуида за гушење и технологија које не утичу негативно на нафтну и гасну пропустљивост продуктивног слоја и прибушотинске зоне слоја;
- израда техничких средстава и технолошких метода који обезбеђују извођење подземних ремонта бушотина без претходног гушење истих.

У Русији је углавном више заступљен први правац. Главни захтеви према флуидима за гушење заснивају се на томе да не снижавају пропустљивост прибушотинске зоне слоја и да обезбеђују успешно вршење разних операција.

Табела 6 – Флуиди за гушење бушотина

Флуиди за гушење бушотина			
Глиновити раствори	Водени раствори минералних соли	Флуиди на бази угљоводоника	Пене
Кречни	Техничка, речна, морска вода	Нафтни деривати и њихове смеше	Двофазне
Глиновити	Слојна и произведена вода	Кречно-битуменске	Трофазне
Полимер-бентонитни	Вештачки раствори соли	Директне и индиректне емулзије	
Гипсани			
Хуматни			

Главне компоненте флуида за гушење:

- флуид (филтрат);
- честице за зачепљивање;
- адитиви разних намена.

## 5.1.2 Хидродинамичка (ХДИ) и геофизичка (ГФК) испитивања

### 5.1.2.1 Хидродинамичка (ХДИ) испитивања

Радови на капиталном ремонту бушотина морају почети од хидродинамичких испитивања у бушотинама.

Хидродинамичка испитивања бушотина (ХДИ) – скуп разних активности чији је циљ мерење одређених параметара (притисак, температура, ниво флуида, дневна производња и др.) и узимање узорка слојних флуида (нафте, воде, гаса и гасног кондензата) у активним или заустављеним бушотинама и њихово регистровање у времену.

Интерпретација ХДИ омогућује нам да вршимо процену продуктивних и филтрационих карактеристика слојева и бушотина (слојни притисак, продуктивност или филтрациони коефицијенти, заводњеност, гасни фактор, хидропроводност, пропустљивост, пијезопроводљивост, скин фактор итд.), као и карактеристике зоне слоја око бушотине и удаљене

зоне слоја. Та испитивања представљају директан метод одређивања филтрационих карактеристика стена у условима залегања, карактера засићења слоја (гас/нафта/вода) и физичких карактеристика слојних флуида (густина, вискозитет, запремински коефицијент, стишљивост, притисак засићења итд.).

Хидродинамичка истраживања заснована су на основним једначинама протицања унутар одређеног дренажног радијуса и тиме обухватају велики део запремине проточног простора. Проблем интерпретације таквих тестова настаје у случају велике хетерогености проточних својстава, а такође и у случају протицања више флуида.

Податак пропусности односи се на одређени дубински интервал и дренажни радијус и у том делу је интерпретиран као хомоген или као низ сегмената различите пропусности осредњених неком статистичком методом. Такође, хидродинамичка испитивања се изводе током производног периода, чиме се ради компромис између економских чинилаца (тј. времена у којем бушотина не производи) и квалитета мерених података (квалитет је пропорционалан дужини мерења). Стога, интерпретација хидродинамичких мерења постаје сложенија за случај слабо пропусних (старих лежишта с оштећеном пропусности или формација засићених угљоводоницима слабе покретљивости) лежишта.

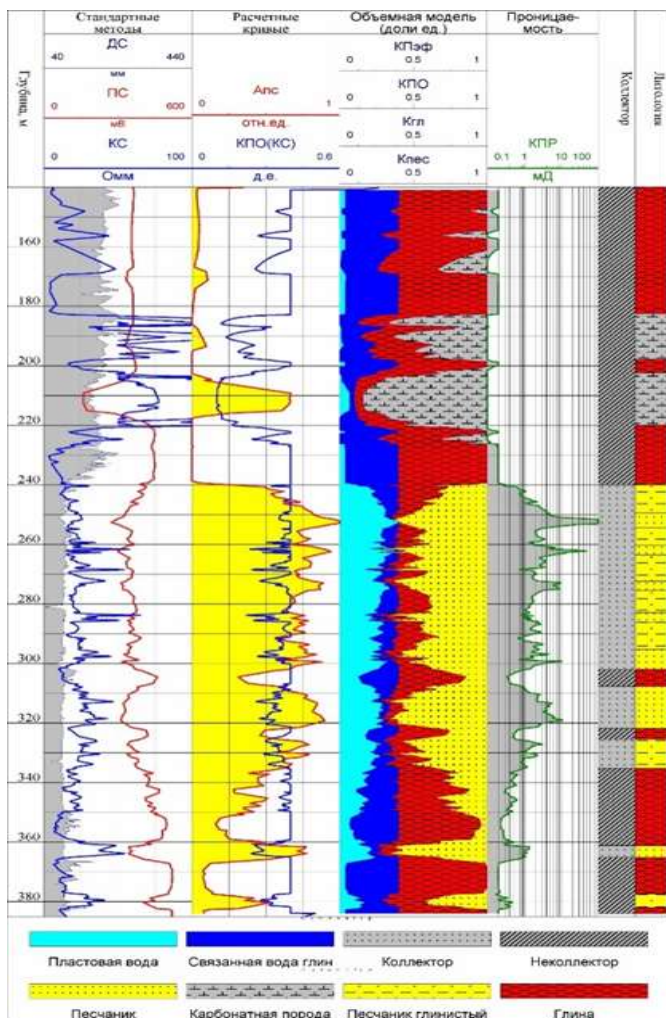
Једна од класификација хидродинамичких метода мерења и испитивања бушотина и слојева је:

- метода мерења падом или пада притиска
- метода мерења пораста притиска
- тест интерференције
- пулс тест
- изокронални тест
- модификовани изокронални тест

### **5.1.2.2 Геофизичка (ГФК) испитивања**

Геофизички методи испитивања бушотина (ГФК) – комплекс физичких метода који се примењују за проучавање стена у простору око бушотине и простору између бушотина, као и за контролу техничког стања бушотина. Геофизичка испитивања бушотина деле се на две веома велике групе метода:

- методе каротажа
- методе бушотинске геофизике



Слика 5.1 – Пример каротажа

Каротаж, који је такође познат и као геофизика нафтних поља или геофизика израде бушотина, намењен је проучавању стена које се налазе непосредно уз канал бушотине (полупречник испитивања је од 1 до 2 m).

Често се термини каротаж и геофизичка испитивања бушотина поистовећују, али геофизичка испитивања бушотина обухватају такође и методе који служе за проучавање простора између бушотина, а који се називају бушотинска геофизика.

Испитивања се врше помоћу геофизичке опреме. Код геофизичких испитивања бушотина примењују се сви методи истражне геофизике.

Геофизички каротаж (ГФК) обухвата геофизичка мерења у бушотинама различитим типовима инструмената, обраду добијених података и интерпретацију резултата истраживања.

Циљ примене геофизичког каротажа је одређивање геолошких и физичких својстава набушених формација стена и формирање модела грађе делова Земљине коре. Геофизички каротаж се најчешће примењује у оквиру комплексних истраживања, која обухватају примену различитих врста геофизичких истраживања на површи терена, геолошка и друга истраживања.

Геофизичка мерења у бушотини врше се дуж линије, чији правац одговара правцу пружања бушотине. За разлику од геофизичких мерења на површи терена, мерења геофизичким каротажом врше се у "пуном простору".

Резолуција података мерења геофизичким каротажом знатно је већа од резолуције података сличних геофизичких мерења на површи терена, али је запремина стена обухваћења мерењима ("захват") далеко мања код мерења у бушотинама.



Слика 5.2 – Каротажне сонде

Геофизичким каротажним уређајима мере се (или се на основу резултата мерења одређују):

- физичка својства формација,
- геолошке карактеристике формација,
- физичка својства флуида у бушотини,
- параметри бушотине.

### 5.1.3 Провера техничког стања експлоатационе колоне

До дна бушотине се спушта оловни конусни печат пуних димензија пречника за 6 до 7 mm мањег од унутрашњег пречника колоне. Када се печат заустави пре дна бушотине у сменском дневнику се бележи дубина на којој се зауставио, а онда се подиже. Димензија наредних печата који се спуштају (у односу на претходне) мора бити мања за 6 до 12 mm да би се добио јасан отисак конфигурације деформације.

Да би се утврдило присуство страних предмета на дну бушотине на тубингу се спушта равни оловни печат. За одређивање облика и димензија оштећеног дела заштитне колоне примењују се бочни хидраулични печати (слика 3.30).

По завршетку испитивања за бушотину се издају закључци о:

- интервалима нехерметичности заштитне колоне;
- дубинама постављене опреме,
- тубингу;
- положају дна бушотине;
- динамичком и статичком нивоу;
- интервалу прихвата цеви;
- лоцирању мерених параметара у о односу на пресек;
- херметичности дна бушотине;
- дубину предмета који се налазе у бушотини

### Испитивање херметичности колоне

Користе се два начина испитивања херметичности експлоатационих колоне:

- испитивање унутрашњим натпритиском (испитивањем на притисак)
- смањивањем нивоа флуида у колони.

Други начин углавном се примењује у нафтним производним бушотинама (после искључивања горњих слојева, интервала нехерметичности колоне), у којима се при експлоатације на устима не очекује натпритисак.

На пример, колона се сматра херметичном, ако се 8 сати ниво флуида не порасте изнад 1 m у колонама од 125 до 152 mm, 0,5 m у колонама од 178 до 203 mm и 0,3 m у колонама од 229 до 254 mm. Ако при испитивању заштитне колоне ниво флуида порасте изнад дозвољеног, заштитна



колона се сматра нехерметичном. У том случају врши се поновно испитивање и у зависности од добијеног резултата саставља се план даљих радова на бушотини.

## 5.2 Ремонтно – корективни радови у бушотинама

У ремонтно – корективне радове у бушотинама спадају исправљање улубљења, ломова, прслина и замена оштећеног дела експлоатационих колона, херметизација уста бушотине.



Слика 5.3 – Улубљење колоне

Улубљени делови колоне исправљају се длетима и фрезерима, а оштећена места се ојачавају цементним прстеном, постављањем "фластера", спуштањем међуколоне.

Замена оштећеног дела врши се у случају када се место са дефекта налази изнад пете техничке колоне и нивоа цементног камена у простору иза колоне.

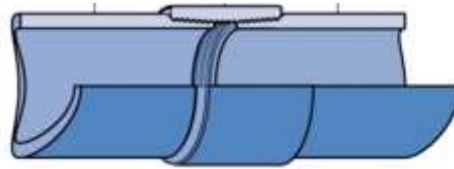
У случају када је отклањање дефекта отежано, врши се засецање и бушење другог канала бушотине.

За то се у колони, изнад места дефекта, отвара "прозор" из којег се врши косо бушење другог канала бушотине, као и спуштање и ојачавање друге колоне.

## 5.2.1 Отклањање нехерметичности експлоатационе колоне

### Отклањање нехерметичности навојних спојева

Отклањање нехерметичности навојних спојева експлоатационе колоне састоји у томе да се елиминишу канали нехерметичности на местима спојева заштитне колоне, и то тампонажом под притиском. Осим тога, код нехерметичности навојних спојева заштитних колоне примењује се метод додатног завртања заштитне цеви са уста бушотине.



Слика 5.4 - Навојни спој заштитних цеви

Тампонажа нехерметичних навојних спојева експлоатационе колоне врши се ради елиминисања истицања течних или гасовитих флуида из колоне кроз навојне спојеве, који представљају узрок нехерметичности колоне код испитивања на притисак и извор дотока између колоне за време експлоатације бушотине. Као материјали за тампонажу примењују се полимерне масе који се филтрирају и које се у граничном стању трансформишу у гасно непропусни камен (отврдњавајуће масе) или гел (гел масе). Примена цементног млека у овом случају је забрањена.

## 5.2.2 Тампонажа

### 5.2.2.1 Тампонажа под притиском кроз експлоатациону колону

Овај метод се примењује код изоловања пробојних дефекта заштитних колоне и настављања цементног прстена који се налази иза њих, као код тампонаже канала претакања између непродуктивних хоризоната, када услови обављања ремонтно-изолационих радова (РИР) не дозвољавају растеређивање колоне од надпритиска после утискивања тампонажне смесе. Примена тог метода дозвољена је, како код бушотине које се попуњавају, тако и код оних које се не попуњавају.

Прво се припрема тампонажна смеша и ињектира у експлоатациону колону. Потреба за применом чепова за раздвајање и групе слојева

разделних флуида утврђују се у зависности од природе интеракције технолошког раствора и примењене тампонажне смеше.

Тампонажна смеша се потискује рачунском запремином течности за потискивање у зону која се изолује под притиском који није веће од вредности прописане за испитивање колоне на притисак.

Бушотина се оставља на технолошко одлеживање (период чекања на везивање цемента) под постигнутим или лагано смањеним притиском (max 0,5 Мра/min) до прописане вредности.

### **5.2.2.2 Тампонажа под притиском кроз тубинг постављен изнад зоне убацивања смеше иза колоне**

Метод је примењив код изоловања спољних слојних флуида и подинских вода, код изоловања пробојних дефеката заштитних колоне, као и за убрзавање допреме брзовезујућих тампонажних смеша до зоне које се изолује.

Пета тубинга поставља се на 10 до 15 m изнад зоне која се изолује, ињектира се технолошки раствор у тубинг и поново се успоставља циркулација. Затим се тампонажна смеша ињектира у бушотину при отвореном вентилу на простору иза цеви. Када тампонажна смеша стигне до пете тубинга, вентил се затвара и смеша се утискује у слој.

Вишкови смеше се испирају из бушотине индиректним испирањем с контрапритиском, чија вредност не сме бити мања од рачунског притиска за период чекања на отврдњавање цемента.

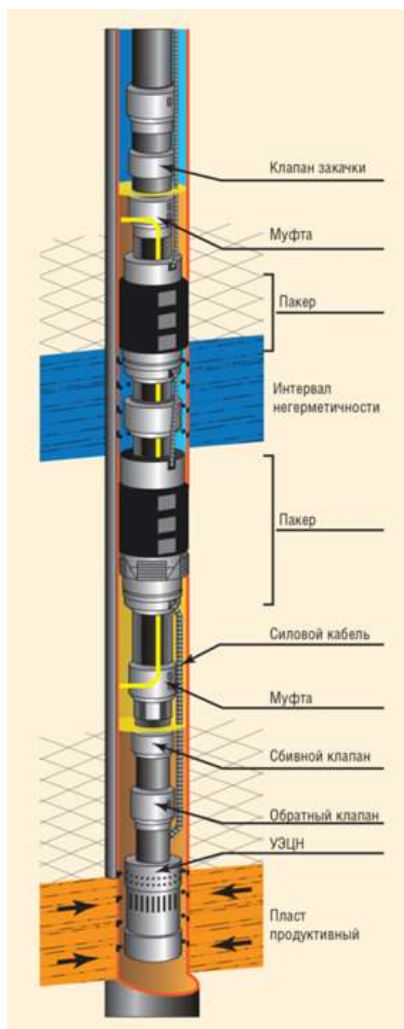
Тубинг се подиже за 100 до 150 m да би се обезбедило да нема прихвата. Бушотина се оставља на чекање на отврдњавање цемента под рачунским притиском.

Ако се током радова бушотина не пуни, пред тампонажу под притиском треба утврдити дубину положаја (коту) статичког нивоа флуида у колони ради израчунавања параметара операције.

### **5.2.3 Отклањање нехерметичности експлоатационе колоне с применом композиције од 2 пакера**

Метод омогућује значајно скраћење времена и повећа квалитет ремонта бушотина, пошто се за време једне операције може затворити неколико интервала нехерметичности експлоатационе колоне у интервалу до 1500 метара.

Сидрени механизам се осним померањем пребацује из транспортног у радни положај.



Слика 5.5 – Уређај са два пакера

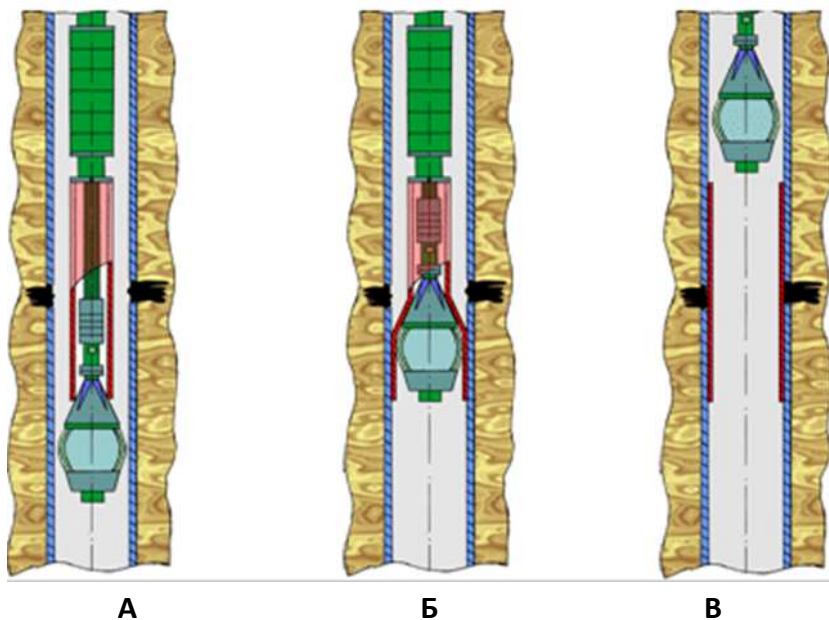
Паковање доњег пакера врши се при растерећењу од 9 до 12 тона.

Опрема састоји од доњег механичког пакера "ПРОЈАМ" са сидреним механизмом, горњег хидрауличног пакера и колоне тубинга.

Композиција од два пакера је једнократна опрема, пошто при извлачењу долази до сечења и деформирања горњег пакера, а доњи пакер подлеже ревизији и дефектоскопији у погону извођача уз састављање записника о његовом даљем коришћењу или отписивању.

## 5.2.4 Постављање металног фластера

На устима бушотине монтира се "закрпа" с подужном ребрастом цеви. Врши се постављање у интервалу деформације заштитне колоне. Ињекциона линија се повезује са спуштеном колоном цеви, ствара притисак помоћу пумпе цементационог агрегата и врши се пресовање фластера. Фластер се поравнава главом за крпљење под надпритиском од 12 Мра најмање 4 до 5 пута. После подизања колоне са "закрпом" осваја се бушотина и пушта и рад по утврђеном плану.



Слика 5.6 - Технологија постављања фластера

**A** - спуштање металног фластера на глави за крпљење

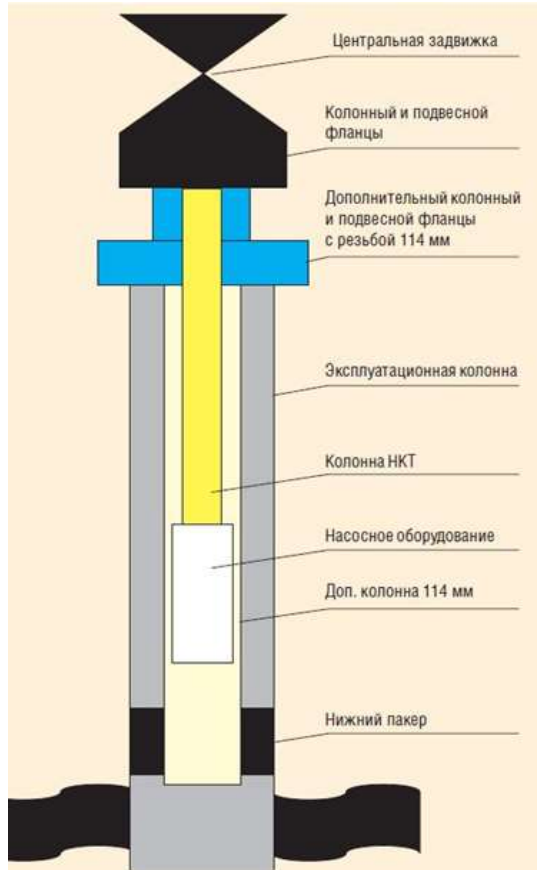
**Б** – развлачење фластера на заштитној колони;

**В** – фластер постављен и врши се извлачење алата

## 5.2.5 Спуштање додатне заштитне колоне мањег пречника

За изоловање дотока воде може се применити постављање додатне колоне мањег пречника без ојачавања цементом. Технологија обухвата спуштање колоне без спојнице, њено вешање за специјалну прирубницу на устима, хидраулично постављање доњем пакера.

У случају потребе или ако се открије нехерметичност у било којем интервалу колоне се извлачи из бушотине и врши се њена ревизија, после чега се може поново спустити у бушотину.



Слика 5.7 -Постављање додатне колоне

Затварање дефекта заштитне колоне цевима мањег пречник врши се у следећим случајевима:

- ако је замена дефектног дела заштитне колоне технички неизводљива;
- ако метод тампонаже не обезбеђује потребну херметичност заштитне колоне;
- ако заштитна колоне има неколико дефеката, чије је отклањање технички неизводљиво или неисплативо;
- ако је према условима експлоатације бушотине дозвољено смањење пролазног пресека колоне.

## 5.2.6 Отклањање улубљења експлоатационе колоне



Улубљење експлоатационе колоне једно је од најраспрострањенијих оштећења.

Поправљање таквог оштећења врши се помоћу комплекта глоача, длета за "пеглање" или фрезера у облику крушке.

Помоћу длета за пеглање исправљање улубљења експлоатационе колоне врши се њиховим лаганим окретањем максимално за 30 степени.

Помоћу фрезера се исправљање улубљења експлоатационе колоне такође врши уз лагано окретање и осно оптерећивање на алат у складу са тим захтеваним показатељима (при томе није дозвољена примена фрезера с навареном облогом од тврдих легура на бочним површинама).

Квалитет радова на усправљању улубљења дела колоне контролише се помоћу калибрационог алата чији пречник обезбеђује слободан пролаз оловног печата или специјалног шаблона кроз колону.

Слика 5.8 – Улубљење заштитне колоне

## 5.3 Ремонтно – изолациони радови (РИР) у бушотинама

Ремонтно – изолациони радови (РИР) су активности на пресецању путева продирања вода у бушотину, као и искључивање из ње појединих слојева и заводњених интервала.

РИР представљају једну од главних врста радова на капиталном ремонту бушотина.

Главни циљ вршења ремонтно – изолационих радова је обезбеђивање оптималних услова експлоатације продуктивног слоја. Познат је велики број технологија ремонтно – изолационих радова у бушотинама, они се

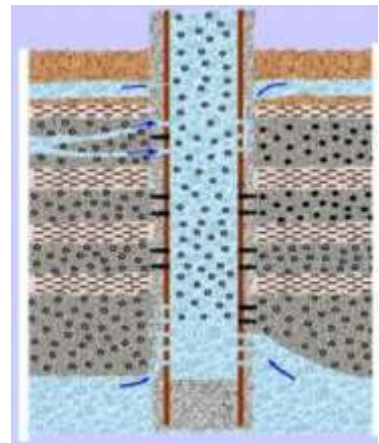
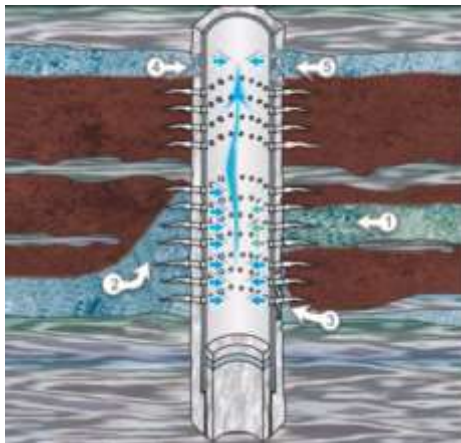
међусобно разликују по специфичности механизма формирања изолационог материјала, његове припреме и ињектирања у бушотину.

Од великог броја атестираних технологија ремонтно – изолационих радова који су нашли практичну примену посебно пажњу треба посветити поступцима искључивања заводњених интервала слоја, искључивања заводњених слојева, као и отклањања нехерметичности цементног прстена иза експлоатационе колоне.

### Путеви дотицања слојних вода у канал бушотине

На слици испод су приказани разни начини утока воде у канал бушотине:

1. продирање вода које се ињектирају преко високопропустљивих међуслојева (слојева);
2. заводњене подинском водом услед формирања конуса;
3. преко нехерметичног цементног прстена у постојеће интервале перфорације;
4. кроз нехерметичност цементног камена (или због тога што га нема) и заштитне колоне;
5. кроз нехерметичност цементног камена (или због тога што га нема) и оштећену заштитну колону услед корозије метала цеви;



Слика 5.9 – Уток воде у канал бушотине

### Постављање цементних мостова

Већина врста ремонтно – изолационих радова приликом бушења па и експлоатације нафтних и гасних бушотина технолошки се заснивају на постављању цементних мостова.



Постављање цементних мостова је технолошка операција с применом различитих тампонажних материјала, праћеном проблемима који могу довести до хаварија и напуштања бушотине.

Цементни мостови се постављају у циљу:

- изоловања водонапорних и непродуктивних хоризоната код испитивања и напуштања бушотина;
- враћања на хоризонт који се налази изнад;
- изоловања зона апсорпције или дотока;
- бушења новог канала;
- стварање ослонца за испитивање слојева и секције заштитних цеви;
- елиминисања каверни и жлебова;
- код обављања послова ликвидирања у бушотини.

У пракси постављања цементних (и осталих) мостова примењују се следећи методе:

- утискивање тампонажне смеше у интервал формирања моста уз изједначавање његових стубова у цевима за наливање и прстенастом простору (метод успостављања равнотеже);
- утискивање тампонажног флуида применом два чепа за раздвајање;
- утискивање цементног млека у интервал постављања моста под притиском;
- с применом пакера за раздвајање;
- с применом кашике за цементацију;



Слика 5.10 – Чеп за раздвајање



Слика 5.11 – Кашика за цементацију

### **Постављање цементних мостова у кавернозним деловима канала бушотине**

За операције постављања цементних мостова у кавернозном делу канала бушотине карактеристичан је крајње низак резултат. У већини

случајева успех се постиже само ако се изврши неколико операција током којих се, очигледно, радни флуид поступно избацује из каверни.

Главни разлог за слабу успешност радова на постављању цементних мостова у кавернозном делу канала је то што у њему постоје згуснуте масе радног флуида и исплаке, чији статички напони могу бити три до четири пута већи од нормалних вредности. Природно је да због тангенцијалних напона на граници тока, зоне застоја у кавернама не могу да се униште. За то је потребно радијално истицање флуида кроз бочне отворе у колони (хидромониторски ефекат) или маханичко-хидраулично деловање, које настаје деловањем ексцентара, чија је примена код постављања цементних мостова и припреме бушотине за спуштање заштитних колона показала њихову велику ефикасност.

### **Тампонажни материјали за ремонтно – изолационе радове**

- смеше на бази минералних везива (тампонажни портланд цемент, шљака, гипс и њихови елементи);
- тампонажне смеше на бази органских везива, полимерни тампонажни материјали (ПТМ);
- тампонажни флуиди, добијени на бази минерални везујућих тампонажних материјала с разним оплемењивачима (ТЕГ, ТС-10, аеросол и др.), односно цементно-полимерни флуиди (ЦПР);
- вишекомпонентне тампонажне смеше;
- тампонажни материјали који се скупљају и др.

За деловање на делове слоја с различитим флуидима који их засићују примењује се две основне методе изоловања дотока воде:

- неселективни
- селективни.

Први тампонажни материјали за изоловање воде у бушотинама имали су углавном неселективну природу деловања на прибушотинску зону слоја.

### **Неселективни метод водоизолације**

Неселективни метод водоизолације заснива се на засићивању прибушотинске зоне материјалом који се стврдњава у порозној средини без обзира на природу засићења. При стврдњавању неселективних материјала (цементи, синтетичке смоле и компоненте на њиховој бази) отклања се веза слоја с бушотином по читавој дебљини која је обрађена

материјалом и потребно је спровођење доданих активности (на пример, поново отварање продуктивног дела канала).

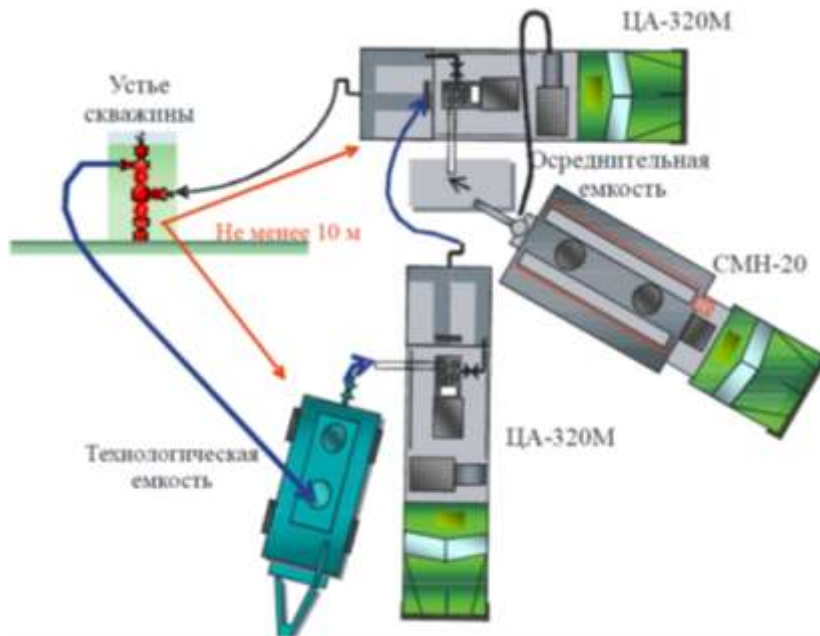
Главни недостатак неселективног метода ограничавања дотока слојних вода у бушотине је у томе што депозити соли који се стварају у прибушотинској зони слоја блокирају не само доток воде, већ и доток нафте. У овом случају ефикасна је примена материјала који делују селективно, односно примена селективног метода водоизолације.

## **Селективни метод водоизолације**

Селективни метод водоизолације се базира на обезбеђивању селективног зачепљења водоносних интервала без специјалних флуида раздвајача интервала засићених водом и засићених гасом и нафтом, и поновној перфорацији канала бушотине. У томе је његова главна предност у односу на неселективни метод водоизолације.

Селективни метод изоловања и ограничавања дотока воде у бушотине предвиђа примену специјалних смеша, растворљивих у угљоводоницима и нерастворљивих у слојној води. За ограничавање дотока воде преко пропусних међуслојева, као један од првих био је разрађен метод заснован на периодичном утискивању ваздуха или аерисане воде у слој. За повећавање његове ефикасности предложено је да се у састав аерисаног флуида уводе површински активне материје (пена). Прилично широко се на многим налазиштима примењују материјали на бази натријум силиката (течно стакло) и соне киселине. У другу групу материјала за селективно изоловање дотока слојних вода могу се сврстати силани – раствори мономерних силицијумских органских једињења.

## Шема распоређивања опреме при извођењу ремонтно – изолационих радова



Слика 5.12 – Шема распоређивања опреме при извођењу РИР

## 5.4 Отклањање хаварија насталих у процесу експлоатације или ремонта

Најкомпликованије и најзахтевније врсте хаваријских радова који се изводе приликом капиталног ремонта бушотина су радови на елиминисању хаварија везних за пад бушотинске опреме.

У експлоатационим и ињекционим бушотинама најчешће се срећу следеће врсте хаварија:

- прихват два низа тубинга с металним заптивачем или пешчаним чепом;
- прихват једног низа цеви пешчаним чепом у процесу експлоатације или при испирању бушотине;
- прихват тубинга с бушотинском пумпом и заштитним уређајем с пешчаним чепом;
- лом и пад једног или два низа тубинга;

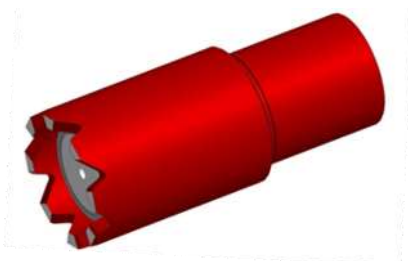
- лом и пад тубинга с бушотинском пумпом, клипним шипкама (или без клипних шипки) и заштитном опремом;
- кидање и остављање потапајуће електричне пумпе с каблом и без кабла у бушотини;
- лом и пад пумпних клипних шипки
- остављање ужета за кашиковање услед кидања или прихвата за време чишћења бушотине кашиком од пешчаног чепа или у процесу снижавања нивоа флуида;
- кидање ужета за спуштање инклинометра при извођењу електрометријских радова;
- остављање у бушотини или пад појединих предмета;
- зачепљивање експлоатационе колоне разним страним предметима.

### Извлачење цеви које су пале

Помоћу печата утврђује се место где се налази и одређује стање горњег прекинутог краја цеви. Деформације краја цеви могу бити различите: прекид, улубљење, савијени крајеви итд. Пошто је у том случају немогуће ухватити цеви алатом за хватање, како споља, тако и изнутра, потребно је претходно исправити цеви, тако што се отклоне оштећења, а затим спусти алат за хватање прекинутих цеви.

Исправљање деформисаног краја цеви, уколико није искидан и изврнут ка споља, врши се чеоним или прстенастим фрезерима.

Уколико фрезер с уводном колоном слободно пролази надоле (на 1 до 3 m), хвата цев алатом за хватање и уз мало натезање одвија. Не препоручује се примена великих оптерећења при затезању, пошто би алат за хватање могао да се откине са ухваћене цеви. За исправљање деформисаног краја цеви фрезом се одсецају њени раскинути крајеви, одсечени делови цеви се извлаче магнетним фрезерима - пауцима, после чега се приступа раду с фрезерима на исправљању деформисаног краја.



Слика 5.13 – Фрезер-хватаљка магнетна



Слика 5.14 – Проширивач конусни

Ако крај цеви није покидан , већ савијен на унутра и није га могуће ухватити спољним алатом за хватање, потребно је обрадити крај цеви тако да се кроз њега може увући хватаљка. Такве деформације се обично исправљају конусним проширивачем (слика 5.14). Понекад цеви ухваћене алатом за хватање не могу да се одврну због искривљености. Онда се прибегава њиховом разрађивању и каснијем извлачењу или се примењује хидраулична дизалица помоћу које се под великом силом извлаче заглављене цеви. У пракси се догађа да се цеви при паду усеку једна у другу и кидају на појединачне траке. У неким случајевима те траке се спољном страном припијају за зид експлоатационе колоне и остају притиснуте из њих не спречавају пролазак алата за хватање. Већим делом оне компликују извођење инструментације. Траке цеви извлаче се дуготрајним фрезовањем помоћу чеоних фрезера, тако што се захватају звонима или магнетним фрезерима (слика 5.13).

### **Извлачење пумпних цеви, клипних шипки и пумпи с клипним шипкама, које су пале**

У случају пада цеви са бушотинском пумпом не долази до удара о дно бушотине који може бити релативно јак. Због тога је код таквих хаварија знатно мањи број случајева кривљења цеви и деформација њихових крајева. Бушотинску пумпу обично је могуће извући заједно с цеви, али понекад се она мора извлачити посебно. Зато избор типа алата за хватање зависи од димензија пумпе које је спуштена у бушотину.

Код извлачења бушотинских пумпи заглављених печшаним чепом испира се бушотина ради уклањања чепа око пумпе, а затим се она хвата алатом за хватање.



Слика 5.15 – Пумпа с клипном шипком

У случају пада пумпних цеви с клипним шипкама (ако се клипне шипке не леме и не налазе у бушотини поред цеви, већ остају унутар њих) инструментација не представља посебну тешкоћу. Уколико се клипне

шипке ломе, криве, налазе поред пумпних цеви или се њихов краја налази изнад краја цеви, инструментација ће бити сложенија и дуготрајнија.

Ако је крај клипне шипке пуно савијен, биће тешко да се ухвати алатом за хватање. Клипне шипке су веома савитљиве и зато, ако се њихови крајеви оптерете, оне могу да се јако савију (чак могу и да се уплету у бушотини), због чега се у неким случајевима ствара клупко савијених клипних шипки, које је изузетно тешко извлачити из бушотине. У том случају се при извлачењу често формира чврсти метални заптивач, која мори да се сече на делове чеоним или прстенастим фрезама.

Да би се избегло поновно кидање ухваћених клипних шипки са алата за хватање и поновни њихов пад, подизање бушаћих цеви с клипним шипкама треба вршити лагано, без наглих удара и скокова.

## **Извлачење потапајуће електричне центрифугалне пумпе (ПЕЦП)**

Пад ПЕЦП на дно бушотине током рада узрокује лом тубинга у једном од навојних спојева због његове незадовољавајуће контроле исправности.



Слика 5.16 -Потапајућа ел. центрифугалана пумпа

Због хаварије у бушотини могу да остану:

- пумпа с протектором и електромотором с хидропротектором;
- пумпа с протектором и електромотором с хидропротектором и каблом;
- тубинг, пумпа с протектором и електромотором с хидропротектором (с каблом или без кабла);

При томе су могуће следеће варијанте односа дужина прекинутих цеви и кабла:

- лом тубинга у горњем делу с кидањем кабла у доњем делу;
- лом тубинга у горњем делу с кидањем кабла изнад места лома колоне;
- лом тубинга у доњем делу с кидањем кабла у горњем делу и његов пад на цеви с формирањем заптивача;
- лом тубинга у доњем делу с кидањем кабла и формирањем заптивача у доњем делу колоне;

Ако у бушотини остаје пумпа са цевима, каблом и обујмицама, цеви пре пумпе извлаче се одвијањем, а кабл се извлачи исто као што се извлачи уже за кашиковање или кабл од перфоратора. Извлачење цеви, кабла и обујмица врши се редом. Да би се избегло формирање заптивача у колони, ако су бушотини остали само кабл и обујмице, не препоручује се разрађивање тубинга који је ухваћен алатом за хватање. Он може да се разрађује само у случајевима када је у бушотини остала пумпа с цевима без кабла и обујмица, и ако се претходно могу извући читав кабл и обујмице. Исти се извлаче магнетним фрезама.

Технологија извлачења потапајуће електричне пумпе унеколико се разликује од технологије извлачења бушотинских пумпи. Треба имати у виду да због малог зазора између спољашњег пречника пумпе и унутрашњег пречника експлоатационе колоне, спуштање алата за хватање у прстенасти простор и хватање за спољну површину пумпе није увек изводљиво. У бушотину се спушта спољна хватаљка за цеви или звоно и хвата за горњи део инструментационе главе пумпи. Радови се врше алатом за хватање на бушаћим цевима с десним навојем. Не смеју се користити цеви с левим навојем, пошто приликом окретања може доћи до одвијања пумпе од протектора и мотора, што би могло знатно да отежа касније радове.

## **Извлачење заглављених цеви**

Постоји неколико начина отпуштања заглављених цеви. Један од њих је разрађивање - односно наизменичне натеге и растеређивање колоне цеви. Оптерећење код натеге мора бити за 60 до 70 % мање од сила кидања за цеви тог пречника и марке. Колону треба разрађивати равномерно уз натеге максимално 0,3 до 0,5 m у једном покушају, остављајући повремено цеви под оптерећењем. Трајање натезања зависи од шеме лифта и пречника спуштеног тубинга, дубине бушотине, природе и места прихвата. Уколико после прве две натеге под истим оптерећењем (по индикатору тежине) успе подизање цеви у сваком покушају за 0,3 до 0,5 m, то указује да постоји могућност да се у потпуности ослободе заглављене цеви разрађивањем. У супротном разрађивање треба прекинути. Понекад се после дугог разрађивања цеви могу подићи само за 5 до 10 m. То се објашњава тиме да је при разрађивању и подизању цеви чеп у простору иза цеви толико набијен да даље разрађивање није рационално. У таквим случајевима у тубингу спуштају се цеви мањег пречника и преко њих утискује флуид за спирање чепа. Испирање се врши тако да се не отварајући пету, испере песак из тубинга до чисте воде а затим да се настави са испирањем бушотине испод пете до чистог дна.



Другим испирањем испод пете може се испрати пешчани чеп иза цеви тако да се оне у потпуности ослободе од прихвата.



Слика 5.17 – Шиљасто длето

С већим резултатима може се елиминисати чеп разбушавањем роторним методом уз примену шиљастог длета пречника 95 mm које се спушта на цевима пречника 73 mm. Ударци длета о унутрашње зидове колоне тубинга доприносе уништавању набијеног пешчаног чепа у простору изнад цеви, што такође обезбеђује спирање чепа у процесу циркулације из цеви и њихово ослобађање.

## 5.5 Класификација метода деловања на прибушотинску зону слоја

Прибушотинска зона слоја (бушотине) је област која се налази уз канал бушотине, у оквиру које долази до промене филтрационих карактеристика током читавог периода експлоатације бушотине, почев од њене изградње.

Додатни доток нафте у бушотину, па према томе и додатну дневну производњу, обезбеђује примена метода повећавања пропустљивости прибушотинске зоне слоја.

У завршној фази израде бушотине глиновити флуид може да продре у поре и капиларе прибушотинске зоне слоја, снижавајући њену пропустљивост. Смањења пропустљивост те зоне, као и њена контаминација могући су и у процесу експлоатације бушотине. Пропустљивост прибушотинске зоне продуктивног слоја повећава се применом различитих метода које ће бити описане у наредним поглављима.

Табела 7 – Класификација метода

Методe деловања на прибушотинску зону слоја			
ХЕМИЈСКО ДЕЛОВАЊЕ	ФИЗИЧКО ДЕЛОВАЊЕ	БИОЛОШКО ДЕЛОВАЊЕ	КОМБИНОВАНО ДЕЛОВАЊЕ
1) киселинска обрада 2) обрада пеном и киселином; 2) обрада исплачним киселином; 3) обрада течним киселином; 4) полимерном киселином;	<u>МЕХАНИЧКО</u> 1) перфорација; 2) хидраулично фрактурисање; 3) имплозија <u>ТЕРМИЧКО</u> 1) деловање топлотом паром; 2) горење унутар слоја; 3) истискивање нафте топлотом водом; 4) пароциклична обрада <u>ТАЛАСНО</u> 1) метод таласних вибрација; 2) импулсно-ударни метод; 3) акустички метод	Базира се на интеракцији продуката активности специјално добијених микроорганизама са стеном слоја који се обрађује и угљоводоника који су у њему налазе. <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 5px 0; text-align: center;"> <b>ГАСНО ДЕЛОВАЊЕ</b> </div> 1) деловање угљоводоничним гасом; 2) деловање угљен-диоксидом 3) деловање угљен-диоксида; 4) деловање димним гасовима; 5) деловање водом с гасом	Комбинација <u>хемијских, физичких, гасних и биолошких</u> метода, на пример, 1) термокиселинска обрада (Ф-Х); 2) хидрокиселинска обрада (Ф-Х); 3) обрада вибрационим таласима с киселинским раствором (Ф-Х); 4) хидраулично фрактурисање с нијект. микроорганизама (Ф-Х); 5) термичко-гасно-хемијско деловање, као и 6) киселинска обрада цикличном депресијом; 7) ултразвучно деловање с депресијом и друга.

## 5.6 Деловање на слој и на прибушотинску зону слоја хемијским методама

Циљ обраде киселином – поновно успостављање или побољшање колекторских својстава прибушотинске зоне слоја које се постиже растварањем и уклањањем чврстих непропусних материја које испуњавају поре и одређеног дела стена слоја.

Киселинска обрада је метод за повећавање пропустљивости прибушотинске зоне бушотине. Основни реагенси код ове врсте обраде прибушотинске зоне су сонa и флуороводонична киселина. Често се примењују неорганске и органске киселине (сирћетна  $\text{CH}_3\text{COOH}$ , сумпорна  $\text{H}_2\text{SO}_4$ , сулфаминска  $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ , смеше органских и неорганских киселина). Ефикасност деловања на прибушотинску зону зависи од типа и литолошких карактеристика стена слоја. Стене (кречњаци, доломити, пешчари) различито и селективно делују с киселинама.

Сона киселина ступа у реакцију са стенама које садрже калцијум, магнезијум и натријум. При томе се формирају соли растворљиве у води и угљен-диоксид, који помаже растварању асфалтно-смолних и парафинских наслага и интензивном изношењу продуката реакције из слоја. Сона киселина ступа у реакцију с глиновитим компонентама уз

растварање оксида алкалних и земноалкалних метала. С вишком киселине и дужим деловањем долази до желатинизације продуката реакције, што смањује ефикасност обраде киселином.

Флуороводонична киселина ступа у реакцију са оксидима силицијума и његовим једињењима (кварцни песак, алумосиликати). Реакција с оксидима силицијума одвија се полако уз стварање чврстог талоба растворљивог у води. Реакција са алумосиликатима одвија се енергично уз стварање материја растворљивих у води

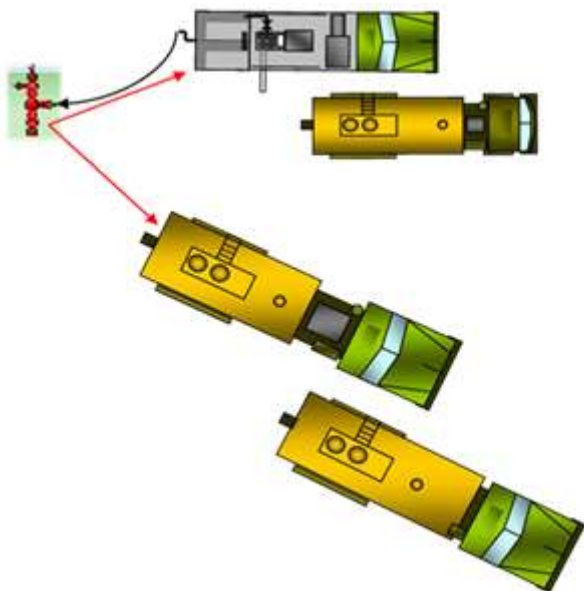
Сирћетна киселина ступа у реакцију с кречњаком, доломитом и сидеритом уз стварање продуката реакције растворљивих у води, док са глинама практично не ступа у реакцију. При деловању концентроване сирћетне киселине с водом хлоро-калцијумског типа долази до стварања нерастворљивих соли које се таложу.

Сумпорна киселина ступа у реакцију с карбонатним стенама, али при томе долази до стварања нерастворљивог талоба који зачепљује поре и прслине. При ступању у реакцију са стенама издваја се знатна количина топлоте. При интеракцији сумпорне киселине с компонентама нафте формирају се површински активне материје, које повећавају нафтну придобивост слоја.

## **Додатне компоненте киселинских раствора за модификацију**

- агенси који формирају структуру – формирају структуру и повећавају вискозитет раствора киселине (полимери, смоле);
- адитиви који смањују површински напон, повећавају брзину продирања киселине у слој и спречавају стварање емулзије (разне површински активне материје, алкохоли, алдехиди);
- реагенси-емулгатори, који се примењују за добијање директних и индиректних емулзија нафтних киселина (емултал, СНПХ-6016, нефтехим-1, нефтенол НЗ);
- реагенси који стварају пену, примењују се за добијање раствора пене и киселине (разне површински активне материје, сулфонол, ОП-7, ОП-10, катапин-А и др.);
- успоравачи (инхибитори) хемијске реакције киселине са стеном (површински активне материје, смоле, полимери);
- реагенси за комплексну формацију, који спречавају таложуње секундарних продуката реакције киселина с гвожђем, алуминијумом, калцијумом (сирћетна, лимунска, винска и млечна киселина, алдехиди, амини, алкохоли).

## Размештање опреме при киселинској обради бушотине



Слика 5.18 – Распоред опреме

При распоређивању технике на устима бушотина потребно је узимати у обзир правац ветра, између делова опреме морају се остављати слободни пролази ширине најмање један метар.

Пред почетак радова монтирају се ињекциони водови и врши њихово испитивање на притисак 1,5 пута већи од очекиваног уз утискивање раствора соне киселине у слој. Уколико се открије цурење у ињекционом цевоводу обара се притисак и отклања нехерметичност. У процесу утискивања раствора киселине радници се морају налазити на безбедној удаљености од зоне где је положен ињекциони вод.

### Проста киселинска обрада

Просте киселинске обраде врше се с циљем да се повећа пропустљивост карбонатних стена или теригених стена које садрже карбонате.

Концентрација соне киселине у раствору износи 10 до 20 %. За обраду с колектора с ниском пропустљивошћу колектора концентрација киселине износи 12 до 20 %.

Код киселинске обраде потребно је поштовати следеће услове:

- уклањање асфалтно-смолних и парафинских наслага применом специјалних растварача;
- код примарне обраде стена с ниском пропустљивошћу проток киселина раствора износи 0,4 до 0,6 м<sup>3</sup>, а с високом пропустљивошћу – 0,6 до 1,0 м<sup>3</sup> на 1 м дебљине слоја;
- код поновне обраде стена с ниском пропустљивошћу проток раствора киселине износи 0,6 до 1,0 м<sup>3</sup>, а с високом пропустљивошћу – 1,0 до 1,5 м<sup>3</sup> на 1 м дебљине слоја;
- код обраде испуцалих стена за примарну обраду проток раствора киселине износи 0,4 до 0,6 м<sup>3</sup>, а с високом пропустљивошћу – 1,0 до 1,5 м<sup>3</sup> на 1 м дебљине слоја;
- карбонатне стене, које садрже сулфате, обрађују се соном киселином која укључује калцијум-хлорид (5 до 10 %) или натријум-хлорид (6 до 7 %), или сулфате калијума или магнезијума (3 до 4 %);
- карбонатне стене, које садрже једињења гвожђа, обрађују се соном киселином, која укључује сирћетну киселину (3 до 5 %) или лимунску киселину (2 до 3 %);
- време одлежавања раствора киселине у слоју до одбијања реакције износи 1 до 2 сата про температури до 30 °С, а 1,0 до 1,5 сат при температуре 30 до 60°С. При вишим температурама време чекања на реакцију се смањује на 0,2 до 0,5 сати или се не планира.

## **Киселинска обрада под притиском**

Киселинска обрада под притиском примењује се за деловање на слабопропусне интервале слоја. По томе се ограничава пролазак киселине у све међуслојеве високом пропустљивошћу применом пакера или се користе емулзије нафте и киселине, која садрже 70 до 80 % соне киселине у концентрацији 10-12 %.

Да би се добила емулзија нафте и киселине лакој нафти се додају емулгатори (оксидисани мазут, оксидисано гасно уље, амини итд.) у количини 0,25 до 1,0 %. Такође се примењује утискивање раствора киселина у одређеном временском интервалу. При томе се прво утискује емулзија нафте и киселине, а затим сона киселина или се сукцесивно примењује утискивање киселине (3...4 пута) с интервалом између обрада који износе 5 до 10 дана. Време одлежавања емулзије нафте и киселине у слоју да би се сачекала реакције износи 3 и 2 сата при температури 5 до 30°С односно 30 до 90°С.

## Киселинске купке

Киселинска купка се ставља ради чишћења површине дна бушотине од глиновите и цементне покорице, продуката корозије и асфалтно-смолних и парафинских наслага, као и ради повећавања пречника бушотине. Концентрација киселине у бушотинама с отвореним дном износи 15 до 20 %, а у зацељеним бушотинама – 10 до 12 %. Време одлежавања киселина у бушотини износи 16 до 24 сати. После тога дно бушотине се испирањем бушотине чисти од продуката реакције. Састав за киселинске купке такође укључује инхибитор корозије и одговарајуће површински активне материје у количини 0,5 до 5,0 %. Понекад се примењује исплачна киселина.

За обраду бушотина по завршетку бушења с отвореним каналом, које нису ојачане заштитном колоном, препоручује се примена киселинског раствора са садржајем HCl од 5 до 20 %, а за бушотине ојачане заштитном колоном – раствор с нижом концентрацијом HCl (10 до 12 %). Препоручује се да се у киселинске купке намењене да се у њима растварају оксидна једињења гвожђа додаје 2 до 3 % сирћетне киселине. Препоручује се да се киселина, која треба да реагује са стенама слоја остави 24 сата у бушотини. По истеку тог времена индиректним испирањем чисти се дно бушотине од материја које га контаминирају. Као флуид за потискивање обично користи се вода. Ако се после киселинске купке планира одмах директно испирање дна бушотине (преко тубинга), као исплаку треба примењивати нафту.

## Обрада прибушотинске зоне исплачном киселином

Муљним киселинама (или исплачним киселинама) назива се смеша соне HCl и флуороводоничне HF киселине. Исплачна киселина примењује се за обраду експлоатационих и ињекционих бушотина чије су продуктивне хоризонте формирали пешчари или пешчано-глиновите стене, као и за уклањање глиновите покорице са зидова бушотине. Та киселина се не сме примењивати за обраду карбонатних стена или веома карбонизованих пешчара, пошто долази до формирања слузастог талога калцијум-флуорида CaF<sub>2</sub>, који је у стању да зачепи порне канале. Карактеристична је способност исплачне киселине да раствара глиновите честице, а у извесној количини чак и кварцни песак. Истовремено, после обраде бушотина исплачном киселином глина губи способност да бубри, па сходно томе губи и пропустљивост.

## **Обрада прибушотинске зоне слоја течним угљен-диоксидом**

Обрада течним угљен-диоксидом доприноси повећању дневне производње нафтних и ињекционих бушотина. Ова обрада се базира на чињеници да водени раствори угљен-диоксида добро растварају неке стене слојева, које садрже карбонате калцијума и магнезијума, као и асфалтно-смолне талогe, тако помажу повећавању пропустљивости продуктивних слојева. Течни угљен-диоксид се до места обраде обично транспортује изотермичним цистернама капацитета 2 тоне, монтираним на приколици. Термоизолација резервоара омогућује чување течног угљен-диоксида 10 дана на спољној температури до +35 °С. Пред ињектирање течног угљен-диоксида експлоатациона бушотина се испитује: одређује се коефицијент продуктивности, садржај воде у процентима, вискозитет нафте и други параметри. Уколико се на дну формирао пешчани чеп, бушотина се испира и чисти, а затим се у експлоатационој колони поставља пакер на 5 до 10 m изнад горњих перфорационих отвора. Приликом припремања ињекционе бушотине одређује се њена ињективност, снима се профил ињективности, уколико се бушотина налази у процесу ињектирања. Методима директног и индиректног испирања чисти се дно бушотине и помоћу пакера изољује продуктивни слој од колоне.

## **Обрада прибушотинске зоне слоја пеном и киселином**

Обрада пеном и киселином се састоји од утискивања смеше раствора соне киселине, површински активних материја и ваздуха (или гаса) у прибушотинску зону слоја. Пеном и киселином обрађују се карбонатне стене и пешчари који садрже карбонатни цемент. При томе се повећава дубина продирања киселине у слој, а приликом освајања бушотине долази до потпунијег чишћења порних канала од продуката реакције. Узима се да степен аерације (газирања) киселине износи 15-20. Прибушотинска зона се обрађује соном киселином и исплачном киселином, које су газирани азотом. При обради слоја исплачном киселином она не одлежава у слоју да би се сачекала реакција, већ се бушотина одмах пушта у рад (ерупција) да би се из слоја извукли продукти реакције и спречило зачепљивање порног простора тешко растворљивим талогом. Примењују се технологије код којих се киселина с пеном ствара директно на дну бушотине или у условима слоја. При томе се примењују реагенси (натријум-нитрит, амонијум-хлорид, уреа и др.), приликом чије међусобне реакције долази до стварања знатне количине гаса (азот, угљен-диоксид).

## Обрада прибушотинске зоне слоја полимерном киселином

Обрада полимерном киселином примењује се у бушотинама с карбонатним и теригеним колекторима неједнаке пропустљивости. При утискивању флуида с полимерном киселином у слоју долази до изједначавања профила ињективности и до равномернијег деловања, како на међуслојеве с високом пропустљивошћу, тако и на оне с ниском пропустљивошћу. Део полимера се апсорбује у порном простору на површини стена слоја. При томе се ефективна пропустљивост слоја на воду смањује, па се према томе смањује и заводњење нафте после обраде прибушотинске зоне.

Раствор полимерне киселине укључује следеће компоненте, % (од масе):

- сона киселина – 15 до 18;
- полиакриламид (ПАА) – 0,05 до 0,15;
- вода – остало.

Код припреме раствора полимерне киселине у посебном резервоару с топлом водом (50 до 60 °С) раствара се прорачуната количина полиакриламида и додаје у сону киселину потребне концентрације. Раствор полимерне киселине се ињектира у бушотину и потискује у слој флуидом за потискивање (техничка вода, раствор површински активних материја, нафта). Време одлежавања састава у слоју ради чекања на реакцију зависи од температуре и износи 6 до 10 сати.

## 5.7 Деловање на слој и на прибушотинску зону слоја физичким методама

Физичке методе подразумевају, како директна механичка деловања на слој или дно бушотине, тако и деловања која се врше физичким пољима: акустичким, електростатичким, електромагнетним, магнетним, топлотним и другим. То је најмногбројнија класа метода за интензивирање дотока. Физичке методе групишемо према природи деловања које оне испољавају на слој. Тако физичке методе се могу поделити на три велике групе, а то су:

1. Механичке
2. Термичке
3. Таласне

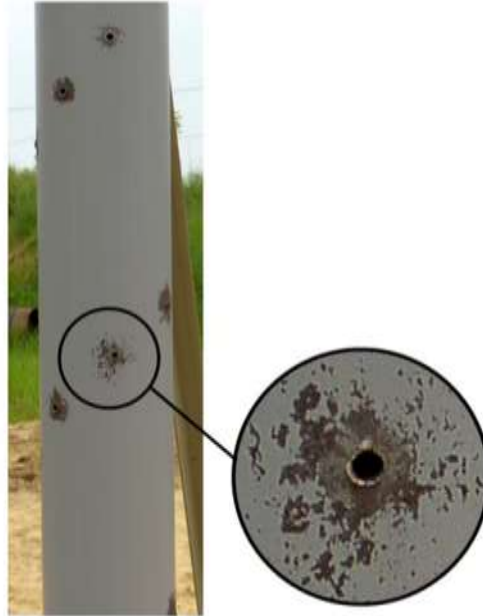


## 5.7.1 Механичке методе

Механичке методе примењују се за формирање или ширење постојећих вештачких прлина (канала) мале или велике дужине у слоју око бушотине или чишћење дна бушотине од механичких примеса. У њих спадају све врсте поновне перфорације, хидрауличког фрактурисања слоја, као и импловивног чишћења дна бушотине и прибушотинске зоне слоја.

### Перфорација

Метода перфорације се заснива на формирању канала (отвора) у заштитној колони, цементном камену и стени ради обезбеђивања хидродинамичке везе између бушотина и продуктивног слоја да би се омогућио доток слојног флуида у бушотину.



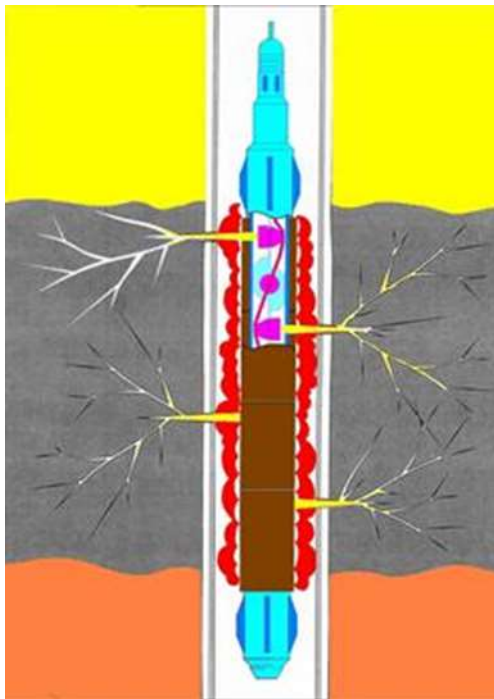
Слика 5.19 – Перфорација

Дубина перфорационог канала достиже 50 до 1300 mm, њихов пречник варира од 8 до 25 mm, а густина перфорације износи од 10 до 40 отвора по 1 метру.

Најраспрострањенији филтер бушотина израђује се методом перфорације експлоатационе колоне.

Додатна или поновна перфорација врши се у случају када нема дотока флуида из бушотине или при вршењу операција у циљу повећања придобивости слоја.

Постоји перфорација напуцавањем мецима, торпедирањем, кумулативна и млазна перфорација.



Слика 5.20 – Млазна перфорација

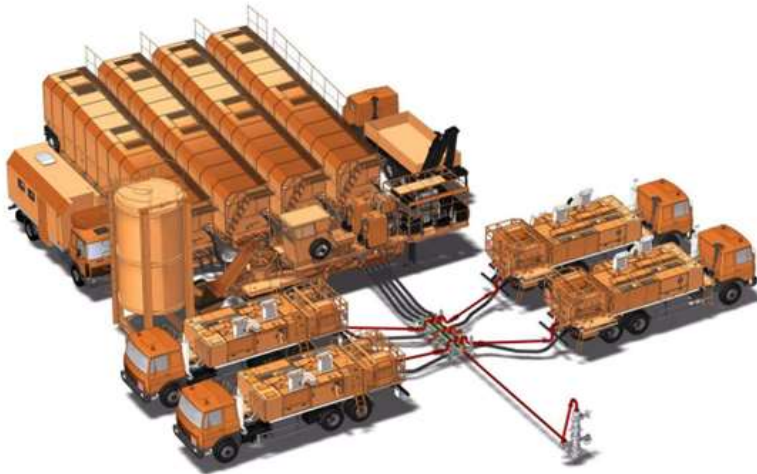
Млазна перфорација представља метод стварања канала у систему колона цеви – цементни прстен – стена под деловањем кинетичке енергије тока флуида с песком формираног у млазницама специјалног уређаја.

Канали формирано деловањем кинетичке енергије настале у млазницама кроз које тече флуид с песком у стенама чврстоће на притисак 100...200 Мра, имају дужину 10...30 см и површину филтрације 200...500 cm<sup>2</sup>.

Пошто је површина филтрације таквих канала неколико десетина пута већа од површине канала насталих кумулативном перфорацијом, млазна перфорација је посебно корисна код поновног отварања колектора са прслинама.

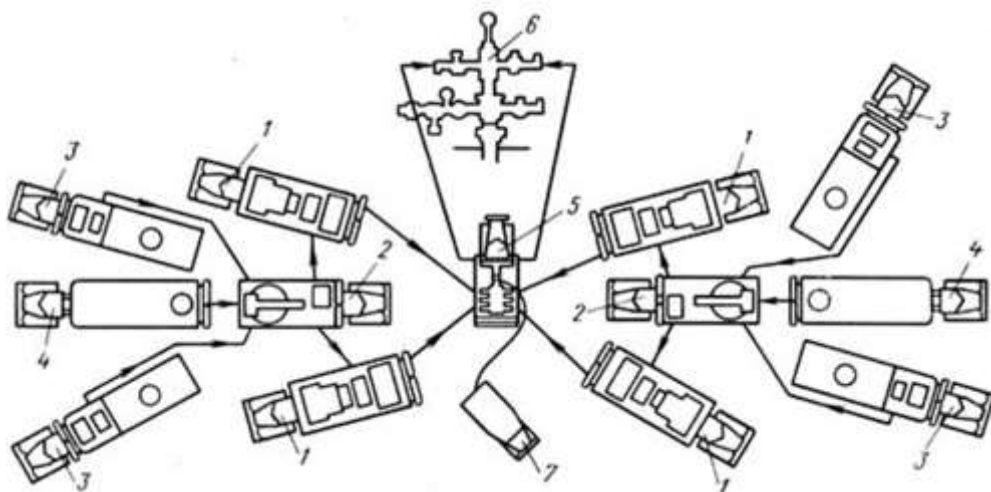
## Хидраулично фрактурисање слоја

Хидраулично фрактурирање слоја (ХФС) – један је од метода за интензивирање рада нафтних и гасних бушотина и повећавање ињективности ињекционих бушотина. Метод се базира на стварању високопроводне прслине у циљном слоју да би се обезбедио доток флуида који се производи (гас, вода, кондензат, нафта или њихова смеша) на дно бушотине.



Слика 5.21 – Опрема за ХФС

После вршења ХФС дневна производња бушотине, по правилу, нагло се повећава. Метод омогућује "оживљавање" бушотине које су стајале, на којима производња нафте или гаса традиционалним методима није могућа или је слабо исплатива. Осим тога, данас се метода примењује за разраду нових нафтних слојева, из којих је извлачење нафте на традиционалан начин неисплативо због ниских дневних обима производње који се добијају. Такође се примењује за производњу гаса из шкриљаца и набијеног пешчара. Шема принципа рада и размештаја опреме за хидраулично фрактурисање слоја приказана на слици испод.



Слика 5.22 – Шема: 1 – пумпни агрегати 4АН-700; 2 – агрегати за мешање песка 4ПА; 3 – цистерне ЦР-20 с технолошким флуидима; 4 – камиони за транспорт песка; 5 – блок цевних разводника високог притиска; 6 – арматура уста 2АУ-700; 7 – станица за контролу и управљање процесом (мерачи протока, манометри, радио веза)

## Технологија извођења ХФС

Уста бушотине опремају се торњем с елеватором. Радни флуид и песок се утискују у слој помоћу пумпних агрегата високог притиска типа 2АН-500, 4АН-700 (минимум четири). За довод песка у флуид-медијум за песок користи се један или два агрегата за мешање песка типа ПА. Агрегати за потискивање флуида повезују се на уста преко мешалице, која је укључена у комплет опреме уста бушотине. Сваки агрегат прикључује се на уређај преко вода на којем се монтира противповратни вентил, који омогућује настављање утискивања флуида у случају да из погона испадне из погона. За довод флуида до мешалице за песок типа ПА предвиђена су најмање два агрегата ЦА-320 или ЦА-150 или било који други мобилни пумпни агрегати ниског притиска (један помоћни агрегат на два који врше ињектирање у бушотину). Материјал за ојачавање прслина после хидрауличног фрактурисања изручује се у кош мешалице за песок, који из фабрике на бушотину може да транспортује 10 t песка.

## Материјал потребан за вршење ХФС

Флуиди за хидраулично фрактурирање се у зависности од њихове главне компоненте деле на флуиде на бази воде, угљоводоника и на мешовите. Флуиди за хидраулично фрактурирање на бази воде

представљају смешу воде и киселине. За повећавање вискозитета, повећавање способности да носе песак, у флуид се додају агенци за умиривање. Флуиди на бази угљоводоника представљају смешу уља и киселине. Флуиди емулзионог типа (мешовити) израђују се од уља и воде или киселине. Једна фаза је диспергована у виду ситних капљица у другој фази. Ти флуиди се одликују добром способношћу да носе песак и веома ниским губицима флуида, али су скупљи од флуида на бази воде. За већину радова користи се песак величине зрна 20x40. Ако је за хидраулично фрактурирање дубоких бушотина потребна додатна чврстоћа, примењује се каљени боксит.

## **Имплозија**

Под имплозијом (хидроимпулсним деловањем) на прибушотинску зону слоја подразумева се процес везан за тренутно испуњавање флуидом неког унапред задатог шупљег простора, уз касније тренутно кочење тока који се креће (узлазног, силазног или другог). Имплозија је сложен физичко-хидродинамички процес, чија би научно заснована примена могла да буде технологија која би направила скок у развоју научно-техничких метода за интензивирање дотока. У зависности од конструктивне изведбе уређаја намењених за стварање ефекта имплозије на прибушотинску зону слоја, може се обезбедити како ударно, репресивно, тако и депресионо деловање. Имплозионо деловање на прибушотинску зону слоја врши се специјалном опремом (хидрогенераторима притиска), која се спушта на тубингу у бушотину до нивоа интервала перфорације. Хидрогенератори притиска деле се на механизме који имају једнократно или вишекратно деловање.

### **5.7.2 Термичке методе**

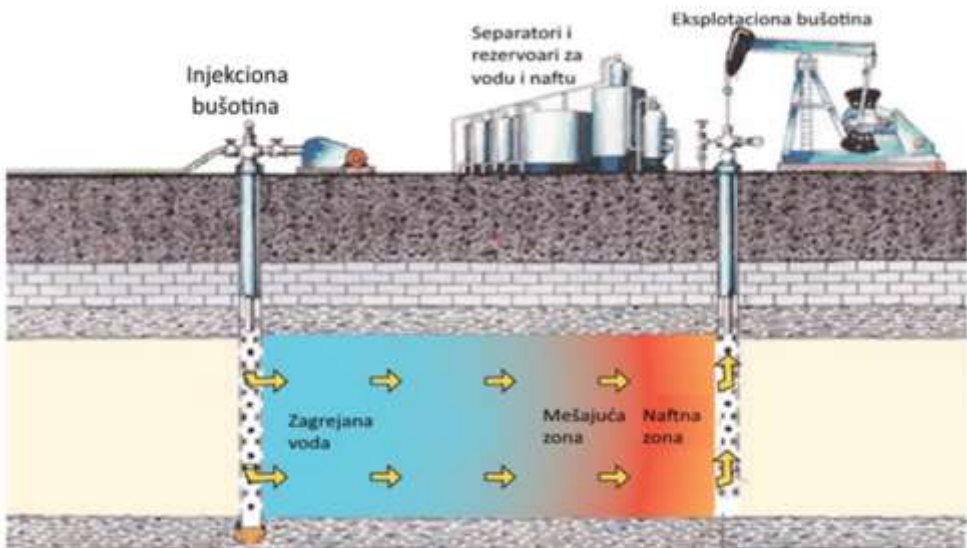
Термичке методе повећавања придобивности су методе интензивирања дотока нафте и повећавања продуктивности експлоатационих бушотина, који се заснивају на вештачком повећању температуре у њиховом каналу и прибушотинској зони слоја.

Термичке методе примењују се за загревање дна бушотине и прибушотинске зоне слоја при производњи тешких високо-вискозних нафти (преко 50 mPa s у условима слоја) или нафта с високим садржајем парафина и асфалтенско-смоластих материја (преко 5%). При загревању чврсти парафини и асфалтенско-смоласте материје прелазе у течну стању и постају покретне, а вискозитет нафте се значајно смањује, што доводи

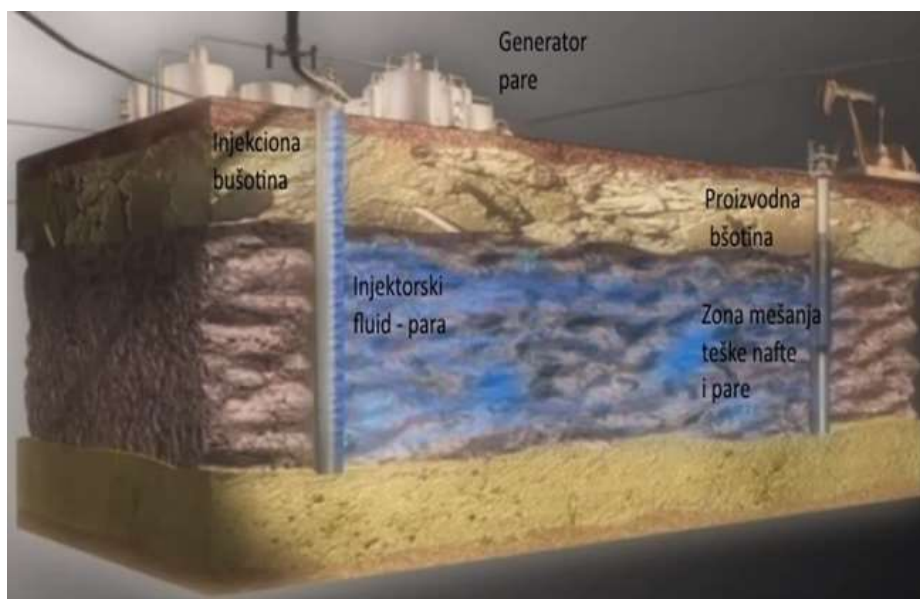
до повећања дотока слојног флуида у бушотину. У термичким методама за загревање прибушотинске зоне слоја примењују се грејачи или топлотни агенси. Као грејачи се користе разни уређаји који се разликују по конструкцији и начинима добијања топлоте: електрични грејачи (конвекциони, индукциони), горионици на гас, генератори паре, који се спуштају у зону продуктивног слоја, као и грејачи који уносе високофреквентну електричну енергију (0,001 до 300 Mhz) у слој преко специјалних бушотинских цеви.

## Деловање топлом паром

Као грејни медијум примењује се засићена или прегрејана пара, топла вода, загрејане нафте, нафтни деривати (кондензат, петролеј, дизел-гориво), који се ињектирају у зону продуктивног слоја с површине. Утврђено је да је најефикаснији радни агенс који се користи за повећавање придобивости засићена водена пара под високим притиском (8 до 15 Мра). У процесу истискивања нафте паром, пара се утискује с површине у слојеве с ниском температуром и високим вискозитетом преко специјалних бушотина за ињектирање паре, које се налазе унутар контуре нафтоносности. Методе грејања прибушотинске зоне слоја грејним агенсима врше се, како стварањем циркулације (топло испирање), тако и утискивањем грејног медијума у слој. Последња варијанта је ефикаснија, али захтева извлачење бушотинске опреме и спуштање тубинга с пакером.



Слика 5.23 – Утискивање водене паре у лежиште

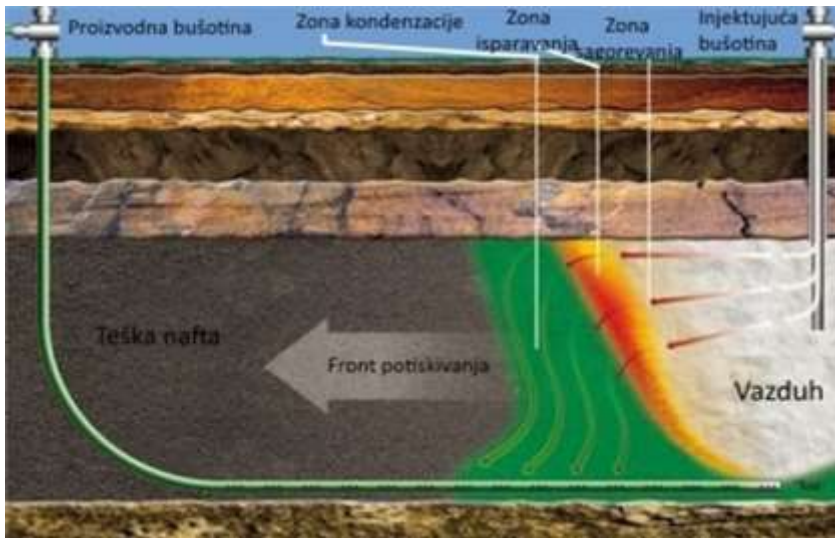


Слика 5.24 – Процес континуалног утискивања водене паре у лежиште

Повећање придобивости слоја у процесу утискивања паре у њега постиже се захваљујући смањењу вискозитета нафте под дејством температуре, као и захваљујући ширењу нафте, њеној дестилацији с паром и екстракцији помоћу растварача, што повећава коефицијент истискивања. За извођење радова бирају се нафтни слојеви прилично велике дебљине (15 m и више), отварају се у ињекционој бушотини у средњем делу, а усвајају се површински системи распоређивања бушотина. У води која напаја генератор паре мора се налазити макс. 0,005 mg/l чврстих суспендованих честица, а органских материја и раствореног гаса (посебно кисеоника) не сме бити уопште. Главно ограничење за примену метода је максимална дубина бушотина од 800 до 1000 m, а цементација колоне мора се вршити до самих уста бушотине.

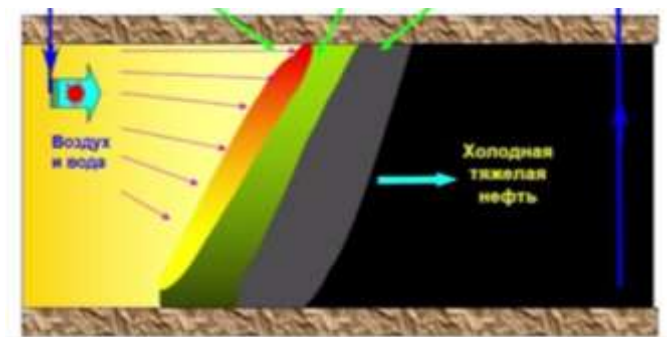
### Сагоревање унутар слоја

Метода извлачења нафте помоћу унутарслојног сагоревања базира се на способности угљоводоника (нафте) да у слоју с кисеоником ступају у оксидациону реакцију, праћену издвајањем велике количине топлоте. Он се разликује од горења на површини. Генерисање топлоте непосредно у слоју главна је предност методе.



Слика 5.25 – Унутарслојно сагоревање

Процес горења нафте у слоју отпочиње у близини дна ињекционе бушотине, обично загревањем и утискивањем ваздуха. Топлота коју је потребно доводити у слој за почетак горења добија се помоћу дубинског грејача, гасног горионика или оксидационих реакција. После стварања жаришта при дну бушотина, непрекидно утискивање ваздуха у слој и одвођења продуката горења ( $N_2$ ,  $CO_2$ , и др.) од жаришта (фронта) обезбеђује се одржавање процеса горења унутар слоја и кретање фронта истискивања нафте кроз слој. Као гориво за горење користи се део нафте која је остала у слоју пошто је гасови од горења, водена пара, вода и фракције нафте које испаравају потисну испред фронта горења. То резултује сагоревањем најтежих фракција нафте. У случају обичног (сувог) горења унутар слоја, које је извршено утискивањем само ваздуха у слој, због његовог ниског топлотног капацитета у поређењу са стеном, долази до заостајања фронта загревања стене за фронтом горења који се креће.



Слика 5.26 – Влажно сагоревање



Услед тога, главни део топлоте која се генерише у слоју (до 80 % и више) остаје иза фронта горења, практично се не користи и у знатној мери се расејава у околне стене. Та топлота има изванредно позитиван утицај на каснији процес истискивања нафте водом из суседних делова слоја, који нису захваћени горењем.

Процес влажног горења унутар слоја се заснива на томе да се у слоју заједно с ваздухом, у одређеним количинама, ињектира вода, која у додиру са стеном загрејаном фронтом горења који се креће, испарава. Пара, коју је повукао ток гаса, преноси топлоту у област испред фронта горења, где се због тога развијају велике зоне прогревања, изражене углавном у облику зона засићене паре и кондензоване топле воде.

### **5.7.3 Таласне методе**

Таласне методе се примењују за стварање еластичних осцилација у прибушотинским и удаљеним зонама слоја који се обрађује. Њихово деловање је засновано на способности различитих таласа да се распростиру у слоју у слабој зависности од његових колекторских својстава и без обзира на постојање филтрационих канала, при чему се обезбеђује мноштво корисних ефеката чији је циљ повећање пропустљивости слоја и повећање покретности флуида који се у њему налазе. Спектар могућих таласних деловања је веома широк – од ултразвучних и високофреквентних осцилација до нискофреквентне вибрације, хидрауличних импулса и хидрауличних удара.

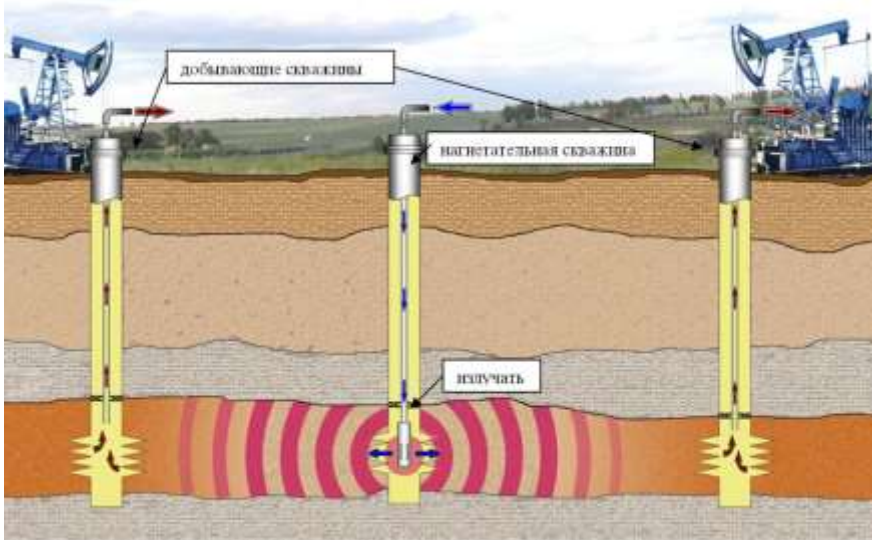
Према начинима добијања осцилација и њиховим фреквенцијама, таласни методи интензивирања дотока деле се на методе:

- таласних вибрација
- импулсно-ударни
- акустички метод.

### **Деловање таласним вибрацијама**

Метода деловања таласним вибрацијама заснива се на стварању еластичних осцилација (оријентационо у опсегу 1 до 1000 Hz) ради убрзавања релаксирања негативних механичких напрезања, уништавања облитерационих слојева на површини порних канала, откидања чврстих непропусних честица с површине пора, смањења вискозитета (у неким случајевима и граничног напона на смицање), повећавања компактности и убрзавања дегазирања флуида у прибушотинској зони слоја. За

реализовање методе примењују се хидродинамички бушотински генератори, различити по принципу рада и конструкције – вентилског, роторног (разводничког), кавитационог типа – који врше претварање сталног тока радног флуида (воду, растворе површински активних материја, нафту, раствараче, киселине и др.) у пулсирајући, стварајући на тај начин хидродинамичке таласе притиска с фреквенцијама које се подешавају довођењем радног флуида у хидродинамичке бушотинске генераторе. Они могу да стварају осцилације фреквенције 1 до 1400 Hz и амплитуде 1 до 15 Мра при протоку радног флуида 3 до 20 l/s.



Слика 5.27 – Метода таласне вибрације

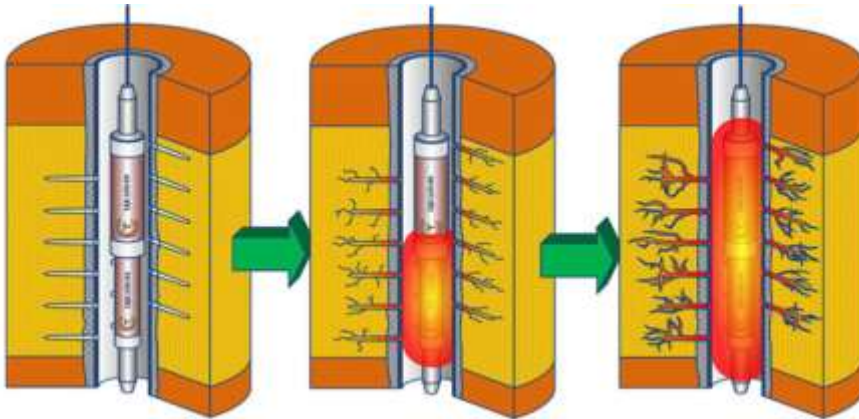
Повећање амплитуде осцилација притиска доприноси повећању ефикасности деловања таласним вибрацијама, пошто пропустљивост колектора расте интензивније, док повећање фреквенције осцилација, напротив, смањује ефикасност, пошто се при томе смањује дубина ефективне зоне деловања таласним вибрацијама. С тим у вези најраспрострањенији је метод таласних вибрација који примењује нискофреквентне вибрације 1 до 20 Hz.

### Импулсно-ударно деловање

Импулсно-ударна метода се заснива на стварању ударних таласа у зони слоја који се обрађује, које стварају нова или отварају постојеће пукотине у стени слоја, а у неким случајевима стварају пулсирајуће оптерећење ниске фреквенције и терају те пукотине да вибрирају – да се скупљају и растављају, што доводи до знатног повећања пропустљивости прибушотинске зоне слоја.

Ради реализације методе примењују се уређаји који се заснивају на примени експлозивних материја (термичко-гасно-хемијске, барутни генератори), смеша горива и оксиданаса, праскавог гаса (смеша водоника и кисеоника), електричног пробоја бушотинског флуида између електрода бушотинског уређаја (Јуткинов ефекат) помоћу генератора са електричном искром.

Широку примену импулсно-ударне методе уз примену уређаја који се базирају на примени експлозивних материја спречава њихова ниска ефикасност, немогућност контроле процеса и значајни безбедоносни проблеми, као и то што се делује на најпропусније зоне слоја.



Слика 5.28 – Импулсно - ударна метода

Широку примену није добила ни метода са применом генератора са електричном искром због значајних губитака електричне енергије у каблу, као и пораста хидростатичког притиска који онемогућава стварање пулсирајуће шупљине, при обради слојева с великом дубином залегања.

На тај начин, генерално, импулсно-ударна метода има озбиљне недостатке, који се огледају у великој дубини деловања, у појави позитивног ефекта претежно у високопропусним међуслојевима нехомогених слојева, као и повећању заводњености производа, у неким случајевима.

## 5.8 Деловање на слој и на прибушотинску зону слоја гасним методама

Гасне методе се заснивају на утискивању ваздуха у слој и његовој трансформацији у ефикасне агенсе за истискивање, захваљујући ниско-температурним оксидационим процесима који се одвијају унутар слоја.

Услед ниско-температурне оксидације непосредно у слоју се генерише високоефикасни гасни агенс који садржи азот, угљен-диоксид, широке фракције лаких угљоводоника.

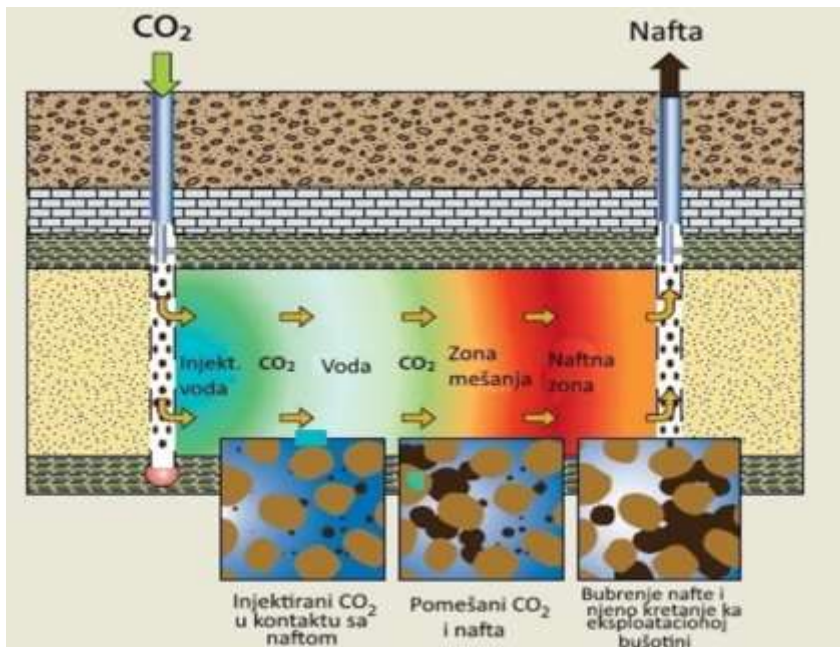
У предности ове методе спадају:

- примена јефтиног агенса – ваздуха;
- коришћење природне енергије слоја (повишене слојне температуре 60 до 70 степени) за спонтано иницирање оксидационих процеса унутар слоја и формирање високоефикасног агенса који врши истискивање.

Данас се као реагенс користе следећи гасови: угљоводонични суви гас, угљоводонични обогаћени гас, угљоводонични гас високог притиска, неугљоводонични гасови, ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ), димни гасови, гасне смеше.

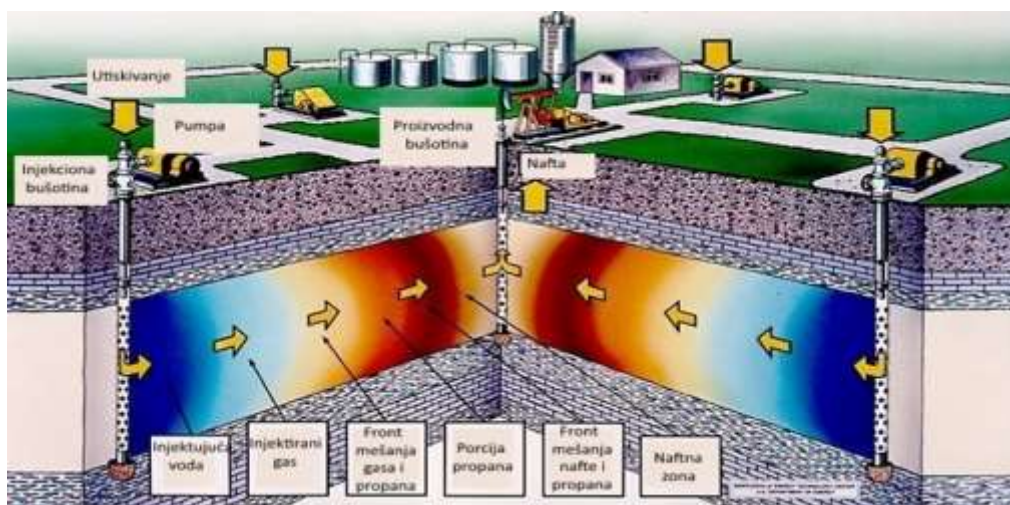
### Деловање водом с гасом и паром с гасом

Деловање водом с гасом представља метод за повећавање придобивости код којег се у нафтни слој утискује каптажни нафтни гас произведен на истом налазишту, помешан с водом.



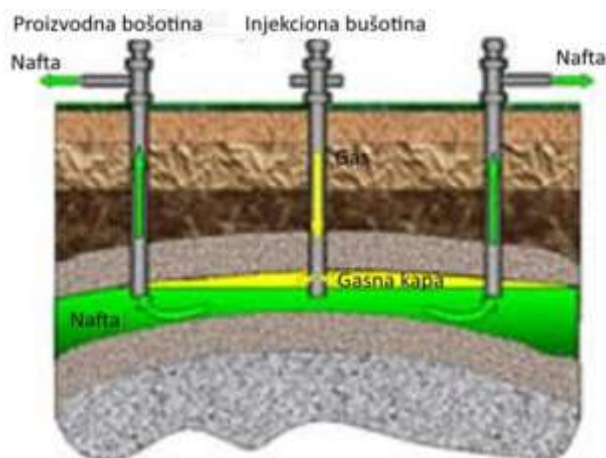
Слика 5.29 – Процес утискивања воде и  $\text{CO}_2$

Процес обраде бушотина паром и топлотом везан је за загревање ограничене површине слоја, упоредиве с површином дренаже (10 до 20 метара), путем ињектирања паре или паре с гасом



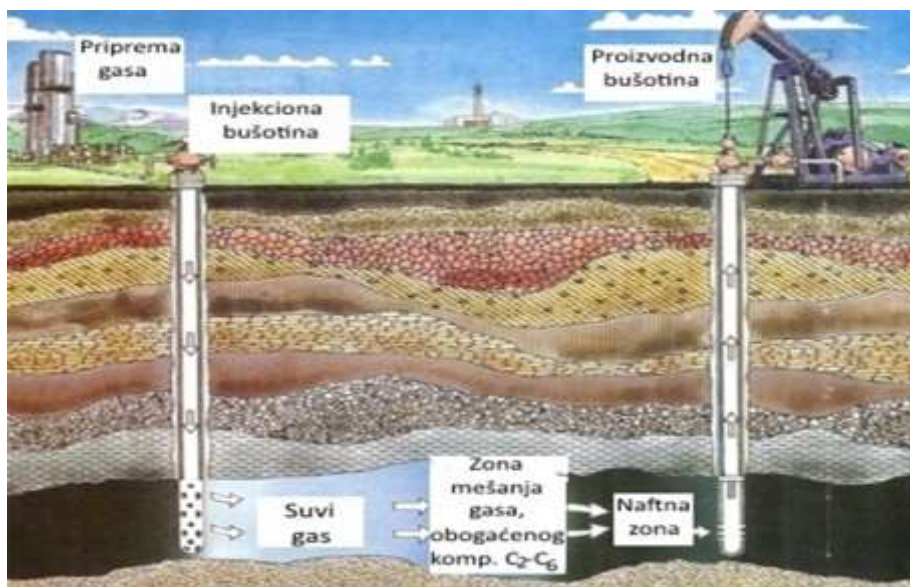
Слика 5.30 – Процес мешања обогаћеним гасом

Увођење деловања воде с гасом на слој могуће је на налазиштима са гас-лифт комплексом, када се као извор гаса може примењивати гас под високим притиском из гас-лифт система, при чему је потребан само један мобилни компресор или бустер (или неколико њих), а ињектирање гаса врши се редом у неколико бушотина за ињектирање гаса, распоређених на површини налазишта у оквиру постојећих гасовода високог притиска гас-лифт система или у оквиру гасне капе, која се може користити као подземно складиште гаса с регулисаним вађењем и ињектирањем гаса у циљу спречавања подизања нафтног прстена изнад контакта гас-нафта.



Слика 5.31 – Утискивање гаса у гасну капу

Термичка обрада слоја смешом паре с гасом уз примену генератора пара и гаса, где се као гориво примењује дизел-гориво или природни гас, представља један од метода за производњу високовискозних нафти и бутумена, који је у развоју.



Слика 5.32 – Процес ињектирања сувог гаса

### 5.8.1 Комбиноване методе

Комбиноване методе подразумевају различите комбинације хемијских, физичких и биолошких метода интензивирања дотока, као и њихових комбинација са различитим начинима изазивања дотока.

На пример, могу се издвојити следеће физичко-хемијске методе: термокиселинска обрада, киселинско хидраулично фрактурирање слоја, обрада вибрационим таласима с применом раствора киселина; физичко-биолошке методе: фрактурирање слоја с утискивањем микроорганизама; комбинација више начина изазивања дотока с методима интензивирања дотока: киселинска обрада са цикличном депресијом, створеном млазном пумпом, ултразвучно деловање са истовременом депресијом на слој, створеном аерацијом или млазном пумпом и др.

Комбиноване методе могу бити ефикасније у поређењу са традиционалним методама интензивирања дотока.

Биолошке методе се примењују за чишћење прибушотинске зоне слоја, дна бушотине и канала бушотине од парафина, регулисање профила дотока и ињективности, као и повећавање порозности и пропустљивости стена слоја. Њихово деловање базира се на интеракцији продуката активности специјално добијених микроорганизама (бактерија) са стеном слоја који се обрађује и угљоводоником који се у њему налази. Својом активношћу бактерије стварају гасове ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ), органске и масне киселине, раствараче (ацетон, метанол и др.) полимере,

површински активне и друге материје. Те материје доводе до деструкције тешких фракција, повећања запремине угљоводоничне фазе, смањења вискозитета нафте, делимичног растварања стене слоја, промене површинског напона на граници фаза, стварања или распадања нафтних емулзија, што се позитивно одражава на пропустљивост слоја и покретност флуида који се у њему налазе.

*Озбиљан недостатак биолошких метода је тај што током активности бактерија може доћи до зачепљивања високопропусних порних канала слоја.*

## **5.9 Ремонтни радови у хоризонталним бушотинама са применом постројења са савитљивим тубинг цевима и колоном савитљивог тубинга**

Приликом разраде и експлоатације налазишта нафте и гаса технологије са савитљивим тубинг цевима омогућују вршење ремонта нафтних и гасних бушотина под притиском без ремећења (заустављања) њиховог режима експлоатације (вршење ремонта и технолошких операција без гушења бушотина и подизања колоне пумпно-компресорских цеви).

При томе, време потребно за извођење радова помоћу уређаја са савитљивим тубинг цевима смањује укупне трошкове за ремонт, смањује застоје бушотина, омогућује обављање многих технолошких операција које су недоступне стандардним методима и, на крају крајева, повећава производњу нафте и гаса.

Осим тога, применом постројења са савитљивим тубинг цевима знатно се смањује ризик од загађења животне околине због примене цеви великих дужина без прирубница.

Област примене постројења са савитљивим тубинг цевима и колоном савитљивог тубинга:

- смањење хидростатичког притиска на дну бушотина;
- уклањање флуида с дна бушотина;
- чишћење канала бушотина;
- фрезовање;
- инструментација;
- обрада у циљу интензивирања;

- проширивање канала;
- вршење каротажа;
- перфорација;
- цементација под притиском;
- уклањање песка и сузбијање његове појаве;
- коришћење као експлоатационе колоне;
- утискивање инхибитора и растварача соли и парафина;
- примена код механизоване експлоатације бушотина;
- испитивање бушотина;
- израда бушотина;
- завршавање хоризонталних бушотина;
- чишћење цевовода;
- опслуживање бушотина с арматуром уста која се налази под водом.

Предности и недостаци технологије ремонта бушотина са применом савитљивим тубинг цевима

- Предности код испитивања бушотина:
- омогућавање допреме инструмената до било које тачке хоризонталне бушотине;
- висока поузданост линије за везу с инструментима који се спуштају.

#### Предности код извођења подземних ремонта:

- нема потребе за гушењем бушотина и, као једна од последица, не долази до погоршања колекторских својстава прибушотинске зоне продуктивног слоја;
- скраћује се време вршења операција спуштања и подизања, захваљујући томе што није потребно завртање (одвртање) навојних спојева на колони цеви;
- скраћује се период припремних и завршних операција приликом расклапања и склапања агрегата;
- елиминише се загађивање животне околине технолошким и слојним флуидом

#### Предности код извођења радова на бушењу:

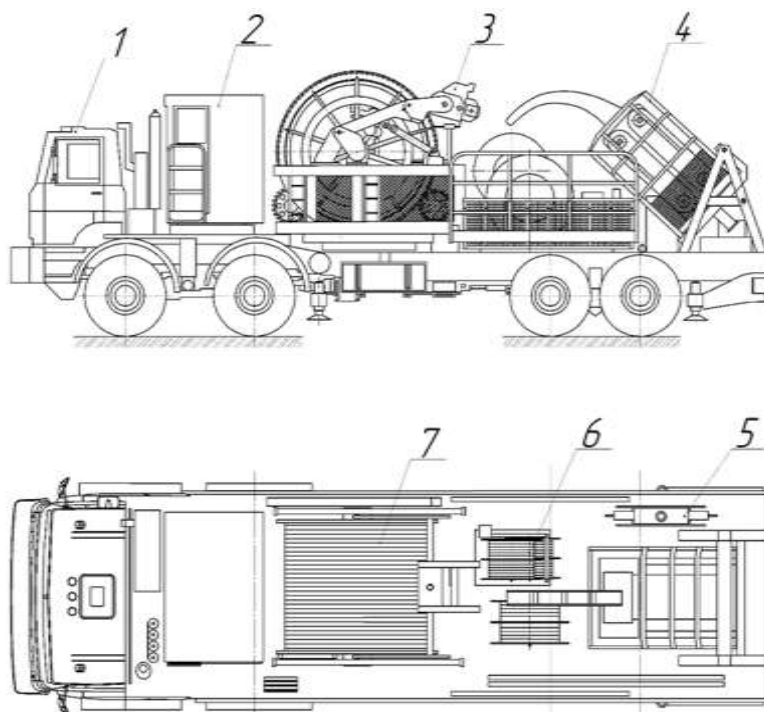
- елиминише се могућност да дође до изненадних избацавања из бушотине или отворених ерупција;



- омогућује се бушење с применом нафте или продуката њене прераде као радног флуида (то пружа могућност да се врши отварање продуктивног слоја на оптималан начин и да се комбинује процес бушења с извлачењем слојног флуида);
- омогућава се вршење деструкције стене у условима депресије;
- обезбеђује се ефикасно бушење хоризонталних делова бушотина;
- омогућује се примена уређаја који бушача информишу о режимима бушења и врше оперативно управљање процесом израде бушотине (при раду с таквом опремом остварује се "ефекат присуства" оператора на месту бушења).

Недостаци који су својствени овој технологији:

- спонтано и неконтролисано одвијање колоне савитљивих цеви;
- немогућност принудног ротирања колоне савитљивих цеви;
- ограничена дужина цеви намотаних на калем;
- сложеност ремонта колоне савитљивих цеви у условима нафтних поља.



Слика 5.33 – Постројење са савитљивим тубинг цевима МК20Т: 1 – транспортна база; 2 – кабина руковоаца; 3 – уређај за полагање; 4 – инјектор; 5 – превентер; 6 – калем за цево високог притиска; 7 – калем за савитљиву пумпно-компресорску цев

Конструктивне карактеристике постројења МК20Т и његових склопова обезбеђује извођење монтажних операција на бушотини и непрекидни процес операција спуштања и подизања дугачких цеви без спојница с алатом, као и вршење технолошких операција (испирање, ињектирање технолошких флуида итд.) при ремонту нафтних и гасних бушотина.

## **Смањење хидростатичког притиска на дну бушотине**

Таква потреба се јавља у оним случајевима када би се бушотина, која је раније била активна, нашла "притиснута" стубом флуида. Када слој има висок притисак и уравнотежен је радним флуидом одговарајуће густине, најједноставнији начин стварања неуравнотежених услова базира се на замени радног флуида који се налази у бушотини, помоћу колоне еластичне цеви, мање густим флуидом. Најефикаснији начин снижавања хидростатичког притиска на дну бушотине с применом азота базира се на спуштању у бушотину колоне еластичне цеви у условима одржавања ниске брзине циркулације азота. На тај начин се обезбеђује дисперговање азота у стубу флуида, постепено се "олакшава" флуид у прстенастом простору и стварају услови за побуђивање дотока слојних флуида. Када се приступи реализацији програма растеређивања уз примену азота, савитљива цев се спушта у бушотину брзином 12 до 18 m/min са утискивањем азота с ниском брзином (4,2 до 7,1 m<sup>3</sup>/min у стандардним условима) се почиње када се крај савитљиве цеви налази непосредно изнад нивоа флуида, да би се губици смањили на најмању могућу меру. Савитљива цев се затим спушта до задате дубине у бушотину, што помаже извлачењу бушотинског флуида све док се не постигне стабилна производња слојног флуида. Како се савитљива цев спушта у бушотину, стуб флуида се аерише, што доводи до неуравнотежености слојног притиска.

## **Уклањање флуида с дна бушотине**

Изради бушотине и развоју контрапритиска на слој помаже смањење обима гаса који доспева у бушотину, повећање обима воде која се производи, као и други фактори. Због тога се ограничава, а у неким случајевима бива и потпуно онемогућен доток слојних флуида у бушотину. Еруптивна производња се може обновити или повећати дневни обими производње бушотина смањењем контрапритиска на устима

бушотине, спровођењем обрада којима се врши интензивирање, одржавањем слојног притиска или постављањем колоне савитљиве цеви мањег пречника. Са смањењем пречника савитљиве цеви смањује се и ефективна површина попречног пресека и повећава брзина тока гаса. Да би се спречило акумулирање флуида на дну бушотине, флуид који доспева у бушотину мора се дисперговати у млазу гаса велике брзине, и износити на површину. Код коришћења савитљиве цеви малог пречника, велика брзина гаса која је потребна за изношење флуида на површину може се постићи и у прстенастом простору. Колона савитљивог тубинга може се поставити унутар постојеће и користити као сифонска (за обезбеђивање велике брзине тока) у случајевима када дневна производња еруптивних бушотина почне да опада. Такав начин враћања бушотина у еруптивну експлоатацију сматра се ефективним. Најраспрострањеније сифонске колоне имају пречник 31,7 mm. Оне су успешно спуштане на дубине до 6700 m. Сифонске колоне савитљивих цеви имају низ недостатака, али су они везани за мали пречник цеви, а не за саму опрему. Уколико се врши адекватно одржавање и ремонт, неки проблеми се могу свести на најмању могућу меру. Једна од њих је већа опасност од гушења бушотина, пошто се савитљиве цеви обично постављају у бушотинама с ниским притиском на дну бушотине, сваки додатни хидростатички притисак може пореметити динамичке услове. Још један недостатак је већа опасност од зачепљења бушотине парафином. Ради решавања проблема уклањања парафина и спречавања његовог таложења у бушотини, мора бити донет одговарајући програм.

## **Чишћење канала бушотина**

Најчешће се савитљиви тубинг користи за испирање канала бушотина од песка, фрагмената стена и других материјала. Флуид или гас ињектира се у савитљиви тубинг с враћањем тока прстенастим простором између радне и експлоатационе колоне цеви. Површинска опрема се допуњује циркулационом испирном главом, која омогућава ињектирање флуида током спуштања или подизања савитљиве цеви. Поред уобичајених метода чишћења канала бушотина (директно и индиректно испирање), примењују се два нова метода. Један метод се заснива на примени две концентричне колоне савитљивог тубинга, на чијем је крају причвршћена млазна пумпа. Радни флуид се утискује у прстенасти простор, а враћа се преко унутрашње колоне или обрнуто. Други метод се базира се на подизању чврсте фазе са дна бушотине преко колоне савитљиве цеви захваљујући гас-лифту. Гас који је за то потребан утискује се с површине у прстенасти простор између колоне савитљиве цеви и експлоатационе

колоне. За испирање бушотина могу се користити запењени флуиди. Кроз колону савитљивог тубинга може се у бушотину ињектирати топла нафта да би се раствориле наслаге парафина или инхибитори, који могу бити дисперговати у азоту и утиснути у прстенести простор. Такође се могу вршити комбиноване обраде које укључују испирање ради стимулесања обраде бушотине и ињектирање азота.

## **Инструментација**

Примена колоне савитљивог тубинга код инструментације има низ предности: она има већу чврстоћу у поређењу са оклопљеним каблом, омогућује примену тежих алата, обезбеђује се циркулација у систему, обезбеђују се релативно ниски трошкови, брза монтажа и краће време вршења операција спуштања и подизања. Али, у поређењу са постројењима за капитални ремонт бушотина, савитљиви тубинг има и низ недостатака. Релативно мала затезна чврстоћа представља ограничење у погледу граничних услова код подизања, а недостатак могућности да се обезбеди ротационо кретање на омогућује примену прелаза за скретање бушотине, кука и механизма за ослобађање неких типова, који се укључују у уобичајене овершотове и друге алате. Операције са савитљивим тубингом су знатно скупље, од операција с применом оклопљеног кабла, и не омогућавају ефикасно спуштање клизних маказа за инструментацију због ограничене брзине њиховог кретања у бушотини.

## **Обрада у циљу интензивирања**

Постројења са савитљивом цеви могу се примењивати код вршења следећих операција везаних за интензивирање дотока у бушотину:

- киселинска обрада прибушотинске зоне у случају поремећаја експлоатационих карактеристика слоја;
- селективна киселина обрада прибушотинске зоне појединих међуслојева;
- обрада пеном и киселином великог интервала канала бушотина при сниженом притиску на дну бушотине;
- уклањање (спречавање) формирања чврстог талоба на бушотинској опреми испирањем киселинама и ињектирањем инхибитора; хидраулично фрактурирање слоја уз примену савитљивих цеви великог пречника.

Обрада прибушотинске зоне у циљу интензивирања, која се врши помоћу колона савитљивих цеви име низ предности у поређењу с применом уобичајених цеви:

- За вршење бушотинских операција потребна је мања радна површина,
- Елиминише се потреба за ангажовањем уобичајених постројења за ремонт бушотина,
- Побољшава се покривеност слоја флуидом који се ињектира.

## Проширивање канала

Најчешће се проширивачи који се размичу примењују за уклањање цемента заосталог после вршења корекционе цементације, уклањање значајно великих наноса цемента код перфорационих отвора који се цементирају. Они се такође примењују за чишћење зидова цеви од чврстог талога и уклањање густих пешчаних кврга које је било немогуће уклонити млазом флуида из млазница које се спуштају на колонама савитљивог тубинга.



Слика 5.34 – Проширивач раздвајајући

Заједно с проширивачем који се спушта на колони савитљивих цеви користи се још неколико алата, укључујући и мотор намењен за ротирање проширивача, хидраулични растављач итд. У комплет проширивача који се размиче обично улази спајалица за хватање, два противповратна вентила, циркулациони прелазни комад, бушотински мотор и проширивач. У неким случајевима користе се хидраулични централизери за центрарање алата у бушотини.

## **Вршење каротажа**

За бушотине с великим углом под којим канал одступа од вертикале спуштање алата на каблу – најраспрострањенији начин каротажа – неприхватљив је, пошто се кретање алата до задате дубине одвија под дејством силе теже. Колона савитљивог тубинга је данас најприхватљивије средство за спуштање каротажног алата у бушотине с великим углом одступања од вертикале. Помоћу ње је извршено преко 100 таквих операције широм света. Поред велике дубине истраживања и високе резолуције, каротаж на колони савитљивог тубинга обезбеђује низ других предности. Каротажни инструменти се могу спустити у косе канале велике дужине, при чему нема задржавања везаних за настављање колоне, као што је то у случају каротажа на бушаћим цевима. Мерења се могу вршити без непрекидно у оквиру читаве зона која се истражује у великом дајапазону брзина кретања инструмената.

## **Фрезовање, операције перфорације, цементација под притиском, сузбијање појаве песка**

При фрезовању покорице с наслагама соли коришћење савитљиве цеви омогућује да се избегне примена постројења за ремонт бушотина, што смањује трошкове, скраћује време трајања операција и елиминише потребу за гушењем бушотина. Код коришћења савитљивог тубинга могуће је вршити напуцавање отвора у заштитној колони, како хидрауличним перфораторима, тако и онима који се спуштају на каблу. Могуће је такође вршити перфорирање при нижем хидростатичком притиску у бушотини. При томе се обезбеђује боље чишћење перфорација и спречава се кварење експлоатационих карактеристика слоја. Колоне савитљивих цеви могу се применити без коришћења бушаће гарнитуре код тампонаже спроводних канала у цементном камену, изоловања перфорационих отвора, изоловања дотока воде и гаса у бушотине, промене профила ињективности или дотока. При томе се не захтева коришћење ремонтног постројења, остварује се уштеда цемента, обезбеђује његово прецизно додавање, нечистоће се смањују на најмању могућу меру, а такође не мора да се врши гушење бушотине. Савитљиви тубинг се може врло ефикасно користити за спречавање да песак уђе у бушотину. То се постиже спуштањем савитљивих цеви директно до отвора перфорације и ињектирањем пешчаних смеша за ојачавање кроз њих. Помоћу савитљивог тубинга у бушотину се такође може спустити филтер са шљунчаном испуном.

## Утискивање инхибитора и растварача соли и парафина

Савитљиве цеви се могу користити за уклањање чврстих талога, парафина и соли са бушотинске опреме и спречавања њене корозије. При томе се постижу следеће предности:

- смањују се експлоатациони трошкови;
- постиже се уштеда у инхибиторима и растварачима;
- могуће је вршити циркулациону обраду инхибиторима;
- смањен је ризик од кварења експлоатационих својстава продуктивног слоја;
- контролише се процес обраде.

## Примена савитљиве цеви код механизоване експлоатације бушотина

Примена савитљивих цеви, као и колона непрекидних клипних шипки ефикасна је код свих механизованих начина експлоатације бушотина, пошто се искључује потреба за навојним спојевима цеви и клипних шипки, што опет искључује могућност истицања и кидања на навојима.

Као што је познато, данас се већина кварова на електричним центрифугалним пумпама догађа у електричном делу, посебно у каблу, и то код косих бушотина. Кабл се лако оштећује, пошто се у колони цеви причвршћује споља. Његово смештање унутар колоне цеви значајно смањује број оштећења. Уз то, причвршћивање кабла многобројним обујмицама изузетно компликује операције спуштања и подизања и одузима много времена. Спуштање пумпних агрегата електричних центрифугалних пумпи на колонама савитљивих цеви омогућује значајно повећање поузданости електричних центрифугалних пумпи. При експлоатације методом гас-лифта савитљиви тубинг се већ одавно користи. Са порастом пречника савитљиве цеви могућности тог начина експлоатације су се повећале.

## Испитивање бушотина

Помоћу колона савитљивих цеви могу се добити подаци о дотоку, притиску и температури у бушотинама при непрекидној циркулацији течности или гаса. Мерење температуре врши се одређивање температуре флуида у бушотини, утврђивања интервала дотицања гаса у бушотине, места нехерметичности тубинга и заштитних колона, претакања иза заштитних колона. Мерење шумава омогућује откривање монофазних или двофазних токова. Одређивање места где пристиже гас или флуид у

заштитну колону или у отворени канал, откривање зоне апсорпција и интервале претакања флуида иза заштитне колоне и унутар ње. Мерење густине флуида пружа информације о типу флуида који долази у бушотину и који излази из ње. Мерење протока флуида омогућује нам да доносимо закључке о брзинама токова и релативним кретањима флуида, претакањима у пропусне слојеве и о нехерметичности цеви и пакера. Заједничка мерења протока флуида и његове густине служе за откривање продора воде у бушотину.

## **Бушење са применом савитљивог тубинга**

Код бушења с применом савитљивих цеви опрема која се примењује обухвата постројење за спуштање савитљиве цеви кроз херметизована уста бушотине и пратеће уређаје, систем за циркулацију и средства за контролу бушотине. Сва опрема је смештена на три стандардне полуприколице. Приликом бушења са применом савитљивог тубинга:

- могу се смањити трошкови бушења;
- постиже се уштеда у времену вршења операција спуштања и подизања;
- могуће вршити бушење без стварања контрапритиска на слој, што омогућује реализовање производње нафте и гаса с минималном вероватноћом кварења експлоатационих карактеристика продуктивног слоја;
- осигурана је велика компактност и мобилност постројења;
- нису потребни специјални темељи;
- сведен је не најмању могућу меру утицај на екологију (смањени су обими муља који се износи на површину);
- смањено је стварање буке;
- смањен је утршак метала у процесу израде бушотина;
- престаје потреба за ротирањем колоне савитљивих цеви, односно постиже се да опрема троши мање енергије;
- мањи је обим бушења и ремонтних радова него што је то случај код примене уобичајене опреме;
- потребан је мањи простор за монтажу опреме (800 m<sup>2</sup> у поређењу са 1500 m<sup>2</sup>, колико је потребно за најмању роторну бушаћу опрему);
- отклоњен је главни узрок повређивања – пребацивање пасова бушаћих шипки;
- обезбеђена је контрола притиска у бушотини;
- може се обезбедити непрекидна циркулација радног флуида;
- оштећења заштитне колоне су сведена на минимум.



Али, по мишљењу струке, бушење с применом савитљивих цеви не може увек бити примењено због високих трошкова, потребе за ангажовањем специјална опреме и ограничења везаних за смањење брзине бушења. Нова техника и технологија се мора примењивати у комбинацији са застарелом опремом, што смањује економску ефикасност њене примене. Помоћу савитљивог тубинга се може бушити само канал малог пречника. Дубински мотори у бушотинама малог пречника имају малу поузданост. Бушење с применом колона савитљивих цеви не замењује бушење с применом уобичајене бушаће колоне, али оно је погодно у многим случајевима пролаза бушотина малог пречника и усецања бочних канала.

## **5.10 Прекатегоризација бушотина са једне намене на другу**

Пребацивање бушотина из једне категорије у другу условљено је значајем рационалне разраде налазишта. Радови на пребацивању бушотина из једне категорије у другу изводе се уз пуно поштовање мера предвиђеним технолошким шемама и пројектима разраде налазишта. Радови на пребацивању бушотина за коришћење друге намене, изводе се по плану и програму који је одобрила компанија за производњу нафте.

План радова на пребацивању бушотина на коришћење за другу намену обухвата следеће радове везане за процену:

- одређивање херметичности експлоатационе колоне;
- одређивање висине подизања и квалитета цемента иза колоне;
- утврђивање присуства претакања иза колоне;
- процена опасности корозионе деструкције на унутрашњој и спољашњој површини заштитних цеви;
- снимање криве успостављања притиска и процена коефицијент продуктивности бушотине, као и природе расподеле флуида који се ињектира у дебљини слоја помоћу дубинског дистанционог мерача протока;
- процена засићености слоја нафтом геофизичким методима;
- изливање флуида за гушење бушотине у колектор у зависности од текуће величине слојног притиска или заустављања најближе ињекционе бушотине.

## Пуштање у рад и ремонт ињекционих бушотина

У процесу освајања и експлоатације ињекционих бушотина врши се комплекс истраживања у циљу контроле разраде налазишта, утврђивања и провере остваривања технолошког режима радова и техничког стања бушотина. Експлоатација бушотина с нехерметичним колонама није дозвољена. У процесу експлоатације ињекционих бушотина помоћу дубинског и површинског алата мора се вршити константна контрола њихове ињективности, притиска утискивања и покривености слоја заводњавањем по дебљини. Слојни притисак, филтрационе карактеристике слоја и коефицијент ињективности бушотина одређују се испитивањем бушотина методима успостављања или опадања притиска на дну бушотине и стационарних пробних утискивања у периоду освајања и експлоатације бушотина. Интеракција бушотина и путање ињектиране воде кроз слој анализирају се према динамици промене притиска на разним деловима слоја, испитивањем интерференцијом, геофизичким методима, додавањем индикатора у воду која се ињектира и њиховим праћењем и производима производних бушотина. Процена ефикасности активности везаних за регулисање ињектирања воде кроз профил експлоатационог објекта углавном се врши уз примену дубинских мерача протока, метода радиоактивних изотопа или термометара високе осетљивости. На основу резултата испитивања мерачима протока састављају се профили ињективности, врши се њихово упоређивање с профилима придобивности у суседним производним бушотинама, одређује се коефицијент покривености слоја заводњавањем по дебљини. Херметичност заштитне колоне и одсуство циркулације иза цеви у ињекционим бушотинама одређује се анализирањем кривих успостављања притиска на устима бушотине, испитивањем с применом дубинских мерача протока, електро термометара, радиоактивних изотопа, испитивањем на притисак по интервалима уз помоћ пакера на цевима. Периодичност и обим истражних радова у ињекционим бушотинама утврђује се обједињавање у складу са утврђеним обавезним комплексом теренских геофизичких и хидродинамичких испитивања, узимајући у обзир захтеве технолошке пројектне документације за разраду.

Ремонт ињекционих бушотина обједињује оне врсте радова које су везане за санирање сложених хаварија, како са опремом спуштеном у бушотину, тако и са самом бушотином, радови на пребацивању бушотина са једног објекта ињектирања на други, радови на успостављању херметичности цементног прстена и експлоатационих колона, повећавању дебљине интервала чија се експлоатација врши, деловању на прибушотинску зону слоја, усецање новог канала и остало.

Главна карактеристика ремонта ињекционих бушотина је високи слојни притисак у зони бушотине, који је већи од хидростатичког. До данас је широко распрострањено снижавање слојног притиска, како самоизливањем, тако и заустављањем бушотине.

Недостатак примене самоизливања везан је за захтеве заштите животне околине, а заустављање бушотине – за општи пад нивоа слојног притиска у конкретној зони површине која се разрађује, а који доводи до смањења производње нафте.

Недостатак гушења бушотине је у сложености извођења и високој цени радова који се изводе, као и смањењу пропустљивости прибушотинске зоне. Зато је код припреме ињекционих бушотина за ремонт потребно полазити од конкретних услова разраде налазишта, конкретне површине или чак зоне. Ако самоизливање обезбеђује брзо смањење притиска на устима бушотине приликом ињектирања слатке воде, потребно је примењивати само тај начин. Код ињектирања отпадних и других високо минерализованих вода, примена самоизливања се може препоручити само у случају када је могуће обезбедити брзо прикупљање и рециклирање воде које се излива. Међу врстама ремонтно-изолационих радова и технологијама њиховог извођења у ињекционим и нафтним (гасним) производним бушотинама нема великих разлика, изузев висине притиска код испитивања експлоатационе колоне после ремонта на притисак. У пракси се често после ремонтно-изолационих радова извођених у ињекционој бушотини експлоатациона колона читавим дужином испитује на херметичност под притиском који је једнак или нешто већи од притиска ињектирања воде у слој. Док такво испитивање треба вршити само на интервалу колоне у којем су извршени ремонтно-изолациони радови, остали део треба изоловати пакером. После ремонтно-изолационих радова ињектирање воде се мора вршити само кроз тубинг с пакером. Простор иза цеви, између тубинга и експлоатационе колоне, мора се испунити флуидом обрађеним инхибитором корозије. На устима, између експлоатационе колоне и техничке колоне, треба поставити манометар.

## **Конзервација и деконзервација бушотина**

Конзервација бушотина врши се ако се има у виду могућност њиховог поновног пуштања у експлоатацију или вршење ремонтних или других радова у њима.

Радови на конзервацији и деконзервацији бушотина изводе се према индивидуалним плановима компаније, који морају проћи ревизију код органа Техничког надзора и специјалних јединица које се баве

отклањањем и спречавањем отворених ерупција, као и то да требају бити одобрени од стране компаније. У случају дотока између колона, пре почетка радова на конзервацији врше се одговарајући ремонтно-санациони радови према посебним плановима.

Конзервација бушотина врши се на следећи начин:

1. Цементни мостови се не постављају.
2. Уста конзервиране бушотине се ограђују. На ограду се качи табла с бројем бушотине, називом налазишта, компанијом и временом конзервације (слика 5.35).
3. У свим бушотинама код који се врши конзервација, у циљу спречавања замрзавања горњег дела канала, исти се до дубине од 30 m испуњавају флуидом који се не замрзава (дизел-гориво, 30% раствор калцијум хлорида, нафта итд.).
4. Опрема уста свих бушотина које се конзервишу мора бити заштићена од корозије.



Слика 5.35 – Конзервација бушотине

Провера стања бушотина које се налазе под конзервацијом врши се најмање једном на три месеца уз уношење одговарајуће забелешке у посебан дневник.

По завршетку радова саставља се записник стандардне форме.

Деконзервација бушотина врши се на следећи начин:

1. Постављају се точкови на вентиле ерупционе арматуре.
2. Дехерметизују се цевни прикључци и постављају манометри.
3. Скидају се капе с прирубница вентила.
4. Ерупциона арматура пролази хидрауличка испитивања под притиском који одговара условима експлоатације.
5. Бушотина се испира, по потреби се врши пуштање колоне тубинга до задате дубине и после опремања уста врши се освајање и њено пуштање у експлоатацију.

## Напуштање бушотина

Напуштање бушотина је потпуно отписивање бушотине због немогућности коришћења исте из техничких или геолошких разлога за наставак бушења у њој или њене експлоатације. Бушотине које су одређене за напуштање могу бити оне код којих бушење није завршено или она које се налазе у процесу експлоатације.

Разлози на основу напуштања бушотина код којих није завршен процес бушења су следећи:

- сложена хаварија у бушотини и доказане техничка немогућност њеног отклањања, као и немогућност коришћења бушотине у друге сврхе, на пример, за враћање на горње хоризонте или коришћење као ињекционе или контролне;
- потпуно одсуство засићености нафтом хоризоната који су отворени том бушотином (истражна) и немогућност њеног коришћења за друге потребе (враћање, добушавање итд.).

Разлози који представљају основ за напуштање експлоатационих бушотина:

- техничка немогућност отклањања хаварије у бушотини (дефект колоне, остављање алата, цеви итд.) и одсуство објеката за експлоатацију изнад дефектног места у колони;
- потпуно заводњење контурном водом.

Технологијом напуштања бушотина предвиђено је:

- испирање бушотина са спуштањем тубинга до дна бушотине, чишћење зида експлоатационе колоне од глиновитог раствора, нафте, асфалтно-смолних и парафинских наслага и продуката корозије у интервалу постављања цементног моста;
- у зависности од међусобне удаљености продуктивних слојева (интервала перфорације) постављање непрекидног или испрекиданог цементног моста од дна бушотине до дубине која обезбеђује затварање свих интервала перфорације и интервала појаве гаса-нафте-воде; висина сваког цементног моста једнака је дебљини слоја плус двадесет метара изнад повлате и испод његове подине; изнад повлате горњег хоризонта цементни мост се поставља на минималној висини од 50 m; рецептура цементног млека бира се у лабораторији;
- у случају напуштања бушотине (нарочито с отвореном дном) са слојним притиском испод хидростатичког (цементно млеко се

апсорбује) претходно ограничење способности слојева за апсорбовање, примена тампонажних флуида с подесивом густином и временом згушњавања које је једнако времену њиховог ињектирања у интервал постављања мостова или у простор иза колоне.

- процена херметичности очврслог тампонажног материјала испитивањем на притисак; обележавање горње границе моста под пуним оптерећењем тубинга уз циркулацију испирног флуида;
- извлачење заштитних колона у случају да нема гасних лежишта и лежишта гаса и нафте, као и минерализованих слојних вода под притиском које су у стању да загаде горње слатке воде;
- дсецање и извлачење експлоатационе колоне ако због ремонтно-санационих радова из техничких разлога није било могуће подићи цементно млеко иза ње до уста и пете претходно колоне; постављање цементног моста под притиском изнад експлоатационе колоне која је остала у бушотини до уста; провера херметичности цементног моста;
- провера херметичности простора између колона, и то између уводне колоне и техничке колоне, између техничке колоне и међуколоне; ако нема херметичности ињектирање цементног млека (или другог тампонажног материјала) под притиском до потпуне херметизације простора између колона.



Слика 5.36 – Постављање репера

Уста бушотине која се напушта опремају се репером, на којем се електричним заваривањем ставља следећи натпис: број бушотине, назив

налазишта (површине) и организације (Управа за производњу нафте и гаса, Управа за радове на бушотинама).

За постављање репера на цеви која је одозго спљоштена спушта се на дубину од најмање 2 m дрвени чеп и налива до уста цементном кашом. Изнад уста бушотине поставља се бетонска коцка димензија 1×1×1 m. Висина репера изнад бетонске коцке износи најмање 0,5 m.

Ако се међуколона извлачи, репер се поставља у техничкој колони или уводној колони и такође се израђује бетонска коцка.

## 6. ОСНОВНЕ КОМПОНЕНТЕ РЕМОНТНОГ ПОСТРОЈЕЊА

У овом поглављу биће приказани типови ремонтних постројења који се налазе у саставу компаније НИС Групе, која је уједно и највећи интегрисани енергетски систем у Југоисточној Европи. Основне делатности компаније су истраживање, производња и прерада нафте и природног гаса, промет широког асортимана нафтних и гасних деривата, као и реализација пројеката у области петрохемије и енергетике. Осим у Србији, НИС-ова делатност развија и у региону Балкана. Регионална експанзија одвија се на пољу истраживања и производње нафте и гаса у Румунији и Босни и Херцеговини.

Компанија НИС располаже са више типова Ремонтних постројења а неки од њих су:

1. Ремонтно постројење типа А
2. Ремонтно постројење типа В
3. Ремонтно постројење типа М
4. Ремонтно постројење типа Т
5. Ремонтно постројење типа F-200
6. Ремонтно постројење типа Cardwel
7. Ремонтно постројење типа ХЈ

### Ремонтно постројење типа А

- Произвођач: В/О "МАШИНОЕХПОРТ" Москва,
- Механически Завод Лењинград
- Тип: А-50
- Фабрички број: 2133
- Година производње: 1980
- Носивост: 50 тона

Покретно ремонтно постројење А-50 је самоходна и састоји се из следећег:

- Теретно возило гарнитуре
- Вучно-погонски мотор



## Постројење

- А) Техничке карактеристике теретног возила
- Тип: Краз 257Е
- Укупна тежина: 30 тона
- Осовински притисак предњи: 6,12 тона
- Осовински притисак задњи: 12,24+12,24 тона
- Број осовина: 3
- Број погонских осовина (задњи): 2
- Број точкова (једноструки + дупли): 2+4
- Међуосовинско растојање: 5750+1400
- Максимална брзина: 40 km/h
- Кочнице: ваздушне
- Вучно-погонски мотор
- Тип: JAM3 238, дизел у "V"-четворотактни са осам цилиндара
- Снага мотора: 240 КС при 2100 о/min



## Ремонтно постојење типа А (пратећа опрема)

Механизам постројења добија погон од вучно-погонског мотора и преко главног мењача возила долази до мењача гарнитуре.

### Постројење гарнитуре чине:

- Преносници снаге гарнитуре
- Помоћни мењач
- Угаони редуктор
- Ланчани преносник за погон бубњева
- Хидраулична пумпа
- Хидрулични систем за дизање и спуштање торња
- Компресор

### Елементи постројења

- Радни бубањ - 2 брзине, ефикасна појасна кочница, ожебљење за правилно намотавање радног ужета  $\varnothing 1'' \times 200 \text{ m}$
- Клипни бубањ-ефикасна појасна кочница, ожебљење за правилно намотавање клипног ужета  $\varnothing 1/2'' \times 2000 \text{ m}$
- Торањ - носивости 50 t, телескопски двосекциони висина 22,4 m
- Непомично колотурје
- Помично колотурје са куком носивости 50 t



## Ремонтно постојење типа М

- Произвђач: Нафтагас Нови Сад и Метална Марибор
- Ознака-тип: НГМ 1000-29-235
- Носивост: 100 тона
- Година производње 1988
- Фабрички број 02004
- Покретно ремонтно постројење је самоходно и састоји се из следећег:
  - Теретно возило гарнитуре,
  - Вучно-погонски мотор,
  - Постојење



### Техничке карактеристике теретног возила :

- Тип: Метална Марибор
- Укупна тежина: 45 тона
- Укупна дужина: 18900mm
- Мах.висина: 4200 mm
- Мах ширина: 2500 mm
- Број осовина: 4

- Број погонских осовина (предњи+задњи): 1+2
- Број точкова (једноструки + дупли): 4+4
- Међуосовинско растојање: 1350+4550+1350
- Максимална брзина: 55 km/h
- Кочнице: ваздушне

#### Вучно-погонски мотор

- Тип: Deutz F8L413F, дизел са осам цилиндара
- Снага мотора: 256 KS; 2500 o/min
- Пречник цилиндара: 125mm
- Радна запремина: 14,70 l
- Мењач Тип: Allison CLBT 754 DB

#### Пратећа опрема

Механизам постројења добија погон од вучно-погонског мотора и преко аутоматског мењача возила долази до разделника снаге.

#### Постројење гарнитуре чине:

- Преносници снаге гарнитуре
- Разделник снаге
- Угаони редуктор
- Ланчани преносник за погон бубњева
- Хидрауличне пумпе
- Хидрулични систем за дизање и спуштање торња
- Компресор

#### Елементи постројења:

- Радни бубањ - појасна кочница, ожебљење за правилно намотавање радног ужета Ø 1" x 240 m.
- Клипни бубањ - појасна кочница, ожебљење за правилно намотавање клипног ужета Ø 5/8"x3000метара
- Торањ - носивости 100 t, телескопски двосекциони, 29 m висине
- Непомично колотурје
- Помично колотурје са куком носивости 100 t.

#### Пратећа опрема:

- Хидраулична кљешта Hilman Keli
- Исплачна пумпа 9 MGR
- Електроагрегат од 40 KVA



### Ремонтно постројење типа Cardwel

- Произвођач "IPS" (International Petroleum Services, Inc. SAD) Eldorado Cansas USA
- Тип: KB 700-54
- Фабрички број: 54
- Година производње: 1988. Година



Покретна гарнитура за ремонт и освајање бушотине је самоходна и састоји се из следећег:

- вучно-погонски мотори гарнитуре,
- постројење за ремонт и освајање бушотине,
- специјална опрема
- Мотори 1 и 2:
- Произвођач: Detroit Diesel USA
- Врста мотора: Дизел 2 такта “8V 71” мотор
- Модел: 7083 – 7000
- Број цилиндра: 8
- Снага мотора: 235 KW
- Број окретаја: 2275 obr/min.

Пратећа опрема

- Висина торња: 33 m
- Радно оптерећење торња: 1800 kN.
- Непокретно колотурје се састоји од пет котурача спољњег пречника 851mm (33 1/2”) и три котураче од 597mm (23 1/2”)
- Покретно колотурје са куком Mc. KISSICK WebWilson са пет котурача за уже Ø28,57 mm носивости 2.500 kN.
- Мењач 1: Allison CLBT 754
- Мењач 2: Allison CLBT 754
- Ваздушни компресори 1 и 2 Bendix model TU-FLO-1000
- Одгон снаге са мењача Chelsea model 852 KBAKPF4x5
- Хидрауличне пумпе 1 и 2 Comercial shearing model P75A378BEOR20-7
- Хидраулична кочница Parmac model 22” DR
- Разводник снаге Cotta model TR 1397
- Хидраулична клешта "Hilman-Kely" i FARR дупла.
- Витло за дизање торња Tulsa модел G34 SLRFO
- Витло хидраулично Tulsa модел 12 SLRFO са хидромотором Denison M4D 113 1N00 – A102
- Исплачне пумпе: JWS 400 i HT 400.



**CARDWEL**



**Слике ремонтног постројења које није анкерисано**







Шема размештаја опреме ремонтног постројења



## Литература

- [1] Юшин Евгений Сергеевич., Капитальный ремонт скважин., Федеральное государственное бюджетное учреждение для высшего образования., Ухтинский государственный технический университет.
- [2] Мишо Солеша, Стеван Малогајски, Ремонтни и стимулативни радови у нафтним и гасним бушотинама, ДИТ НИС-Нафтагас, Нови Сад, 2002.
- [3] Уметбајев В.Г., Мерзљаков В.Ф., Волочков Н.С. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы Уфа: РИЦ АНК "Башнефт", 2000.
- [4] Ренато Бизјак., Технологија бушења са пројектовањем, ДИТ-НИС, Нафтагас, Нови Сад, 2004.
- [5] Ивана Васиљевић, Основи геофизичког каротажа, скрипта, предавања 1-4, Рударско -геолошки факултет, Београд, 2019.
- [6] Patton L. Douglas & Abbot A. William: "Well completions and workovers", Workrover planning, PEI, january, 1982.
- [7] Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти, Нефть и газ РГУ., И. М. Губкина, 2002.
- [8] Wiggins L. Michael & Zhong Xu., Using pC and Monte Carlo simulation to asses risk in workover evaluations, SPE 26243, 1994.
- [9] Дмитријев Н.М., Кадет В.В. У., Введение в подземную гидромеханику, Москва, 2003.
- [10] Ренато Бизијак., Контрола дотока лежишних флуида у бушотину, Нафтагас, Нови Сад, 1997.
- [11] Xinpu Shen, Mao Bai and William Standifird., Drilling and Completion in Petroleum Engineering, 2017.
- [12] Веселин Баталовић., Машине и уређаји за бушење и опремање нафтних и гасних бушотина, Рударско-геолошки факултет, Београд 2011.
- [13] Веселин Баталовић., Хидрауличке и пнеуматичке машине у рударству, Рударско – геолошки факултет, Београд, 1996.
- [14] Щуров Виктор Иванович "Технология и техника добычи нефти. Учебник" ISBN 978-5-00106-029-1, Альянс, 2018.
- [15] М. Солеша., Д. Даниловић., З. Буза., Систем анализа производње нафте и гаса еруптивном методом, НИС Нафтагас, Нови Сад, 1999.

- [16] William C. Lyons, P.E.Gary J. Plisga, Standard Handbook of Petroleum & Natural GasEngineering, Gulf Professional Publishing,Elsevier's Science & Technology, 2005.
- [17] Mirko Zelić., Martin Čikeš., Tehnologija proizvodnje nafte dubinskim crpkama, INA-Naftaplin, Zagreb, 2006.
- [18] Мартиновић С., Геофизички каротаж – обрада и интерпретација, НИС Нафтагас, Нови Сад, 2000.
- [19] Властимир Недељковић., Експлоатација нафтних и гасних лежишта, други део, Методе експлоатације, Рударско – геолошки факултет, Београд, Нафтагас – Нови Сад, 1965.
- [20] Адамовић Ж., Илић Б., Наука о одржавању техничких система, Српски академски центар, 2013.
- [21] Прстојевић Божидар., Припрема нафте гаса и лежишних вода, Рударско-геолошки факултет, Београд 1999.
- [22] Adams, N.J., Mitchel, R.F., Eustes, A.W., Sampaio, J.H. & Antonio, A. O. A Causation Investigation for Observed Casing Failures Occurring During Fracturing Operations, SPE 18486, Hydraulic Fracturing Technology Conference, Woodlands, Texas. 2017.
- [23] Касим Хрковић., Владимир Митровић., Технике и технологија косо-усмереног и хоризонталног бушења, Нови Сад, 2005.
- [24] Д. Матановић., Б. Мословац., Опремање и одржавање бушотина, Рударско геолошко нафтни факултет, Загреб, 2011.
- [25] К. Хрковић., Р. Бизијак., Теоријски аспекти и примена истражно – експлоатационог бушења: Техника и технологија, Београд, 2002.
- [26] С. Торбица., Б. Лековић., Истражно бушење, Рударско – геолошки факултет, Београд, 2001.