



UNIVERZITET U BANJOJ LUCI
RUDARSKI FAKULTET
PRIJEDOR



MASTER RAD:

**TEHNOLOGIJA PROIZVODNJE LEŽIŠNIH FLUIDA POMOĆU
HEMIJSKE OBRADJE I STIMULACIJE PROIZVODNIH
INTERVALA BUŠOTINE**

PREDMET:

EKSPLOATACIJA MINERALNIH SIROVINA

Profesor:

Prof. dr Svjetlana Sredić

Student:

Marko Dostanić 50/22

Prijedor, 2025



**UNIVERSITY IN BANJOJ LUCI
FACULTY OF MINING PRIJEDOR**



MASTERS DISSERTATION:

**TECHNOLOGY OF RESERVOIR FLUIDS PRODUCTION
THROUGH CHEMICAL TREATMENT AND STIMULATION
OF WELL PRODUCTION INTERVALS**

TOPIC:

EXPLOITATION OF MINERAL RESOURCES

Profesor:

Prof. Dr. Svjetlana Sređić

Student:

Marko Dostanić 50/22

Prijedor, 2025

SADRŽAJ

1. UVOD	1
1.1. Značaj eksploatacije ležišnih fluida u industriji nafte i gasa	1
1.2. Predmet istraživanja	2
1.3. Ciljevi istraživanja	3
1.4. Hipoteze istraživanja	4
1.5. Metodologija i struktura rada	5
2. OSNOVNE KOMPONENTE	6
2.1. Karakteristike ležišta nafte i gasa	6
2.1.1. Geološke karakteristike kolektorskih stena	8
2.1.2. Fizičke karakteristike kolektorskih stena	9
2.1.3. Vrste ležišnih fluida i njihova svojstva	10
2.2. Bušotina kao rudarski objekat	13
2.2.1. Osnovni delovi i konstrukcija bušotine	14
2.2.2. Pribušotinska zona – definicija i značaj	16
2.3. Sigurnosna oprema na ušću bušotine	18
2.3.1. Vrste preventera i njihova funkcija	18
2.3.2. Hidraulični sistemi i linije za prigušivanje i izduvavanje	20
2.3.3. Kriterijumi za izbor sigurnosne opreme	21
3. RAZRADA NAFTNOG LEŽIŠTA	22
3.1. Planiranje i metode razrade ležišta	22
3.2. Tipovi bušotina u procesu razrade	24
3.2.1. Vertikalne bušotine	25
3.2.2. Koso-usmerene bušotine	26
3.2.3. Horizontalne bušotine	28
3.3. Problemi tokom razrade ležišta	30
4. TEHNOLOGIJA IZRADE BUŠOTINE	32
4.1. Faze bušenja i izrade bušotine	33
4.2. Perforacija i definisanje dotoka	35
4.3. Preventivne mere za zaštitu pribušotinske zone tokom izrade	37

4.4. Uloga i značaj sigurnosne opreme u toku izrade bušotine.....	39
5. TEHNOLOGIJA PROIZVODNJE LEŽIŠNIH FLUIDA	40
5.1. Proces proizvodnje i osnovni principi	40
5.2. Faktori koji utiču na produktivnost bušotine	43
5.3. Metode povećanja dotoka i optimizacije rada.....	43
5.4. Praćenje i kontrola parametara proizvodnje	47
5.4.1. Tehnike monitoringa pritisaka i dotoka.....	48
5.4.2. Dijagnostika problema	48
6. STIMULACIJA BUŠOTINE KISELINSKIM OBRADAMA	49
6.1. Izbor kiseline za obradu matriksa	61
6.2. Projektovanje kiselinske obrade matriksa karbonata	62
6.3. Projektovanje kiselinske obrade matriksa peščara.....	63
6.3.1. Prethodnica (preflush)	65
6.3.2. Glavni kiselinski rastvor	66
6.3.3. Završni rastvor	68
6.4. Aditivi za kiselinske obrade	69
7. KISELINSKA OBRADA PROIZVODNIH INTERVALA BUŠOTINE	71
7.1. Primena kiselinske obrade na otvorenom intervalu 1585,00 – 1575,00 m (MD).....	71
7.2. Primena kiselinske obrade na otvorenom intervalu 1567,00 – 1565,00 m (MD).....	76
7.3. Primena kiselinske obrade na otvorenom intervalu 1555,00 – 1551,00 m (MD).....	79
8. ZAKLJUČAK I PREPORUKA DALJIH ISTRAŽIVANJA	84
9. LITERATURA	86

APSTRAKT

Master rad obrađuje inženjerske i tehnološke aspekte proizvodnje ležišnih fluida, sa posebnim naglaskom na primenu kiselinske obrade kao metode hemijske stimulacije u naftnoj industriji. Cilj rada je unapređenje produktivnosti bušotina kroz optimizaciju pristupa obradi matriksa i perforacionih kanala, kao i poboljšanje provodljivosti pribušotinske zone. Istraživanje obuhvata analizu geoloških i fizičkih karakteristika ležišta, konstrukcije bušotine, izbora sigurnosne opreme i kriterijuma za dizajn hemijskih rastvora. Postupci kiselinske obrade projektovani su za tri proizvodna intervala (1585–1575 m, 1567–1565 m i 1555–1551 m) u okviru bušotine X-004. Rezultati terenskih primena ukazuju na značajnu promenu u parametrima proizvodnje. Nakon primene tretmana u intervalu 1567–1565 m, postignut je dotok od 3,6 m³/dan uz sadržaj vode ispod 50%, što ukazuje na uspešnu sanaciju oštećenja i povećanu efikasnost eksploatacije u plićim zonama. U najdubljem intervalu (1585–1575 m), nakon tretmana dobijen je inicijalni dotok od 2,4 m³/dan, sa kasnijim tendencijama rasta. Tretman u intervalu 1555–1551 m potvrdio je ograničen efekat usled višeg vodenog sadržaja, što ukazuje na potrebu za preciznijom procenom pri izboru zona za stimulaciju. Rad dokazuje značaj integralnog pristupa u kome izbor recepture, pritisaka, aditiva i vremena ekspozicije direktno utiče na rezultate. Ostvareni rezultati potvrđuju tehnološku opravdanost primene kiselinske obrade kao efikasne metode unapređenja dotoka, posebno u uslovima prisustva depozita, smanjene prirodne provodljivosti pornog sistema i ograničenog protoka kroz pribušotinsku zonu.

Ključne reči: proizvodnja nafte i gasa, bušotina, hemijska stimulacija, kiselinska obrada, pribušotinska zona, skin faktor, provodljivost, dotok

ABSTRACT

This master's thesis explores the engineering and technological aspects of reservoir fluid production, with a particular focus on acidizing as a method of chemical stimulation in the oil industry. The main objective is to enhance well productivity by optimizing approaches to matrix and perforation treatments and improving the conductivity of the near-wellbore zone. The research includes an analysis of geological and physical reservoir characteristics, well construction, selection of safety equipment, and criteria for the design of chemical treatment fluids. Acidizing procedures were designed for three production intervals (1585–1575 m, 1567–1565 m, and 1555–1551 m) within well X-004. Field application results showed a notable improvement in production parameters. Following treatment in the 1567–1565 m interval, an inflow of 3.6 m³/day was achieved with a water cut below 50%, indicating successful damage remediation and improved production efficiency in shallower zones. In the deepest interval (1585–1575 m), the treatment resulted in an initial inflow of 2.4 m³/day, with a tendency to increase over time. The treatment applied to the 1555–1551 m interval showed limited effectiveness due to higher water content, highlighting the need for more precise zone selection. The study emphasizes the importance of an integrated approach in which fluid formulation, injection pressure, additives, and contact time directly affect the outcome. The achieved results confirm the technological justification for acidizing as an effective method for improving inflow, particularly in the presence of deposits, reduced natural permeability, and limited flow capacity in the near-wellbore region.

Keywords: oil and gas production, well, chemical stimulation, acidizing, near-wellbore zone, permeability, conductivity, inflow

1. UVOD

1.1. Značaj eksploatacije ležišnih fluida u industriji nafte i gasa

Eksploatacija ležišnih fluida predstavlja jedan od najvažnijih segmenata industrije nafte i gasa, jer čini osnovu za sve dalje aktivnosti u okviru prerade i distribucije pomenutih energetske resursa (*Ahmed, 2010*). Ležišni fluidi obuhvataju naftu, gas i vodu koji se nalaze u prirodnim rezervoarima i koji se tokom procesa eksploatacije iznose na površinu. Ovi fluidi se javljaju u različitim faznim stanjima i hemijskim sastavima, često praćeni primesama kao što su pesak, soli i organska jedinjenja što dodatno usložnjava postupke njihovog izdvajanja i pripreme za dalju preradu (*Dake, 2001*). Savremena eksploatacija ležišnih fluida podrazumeva primenu naprednih tehnoloških sistema i preciznih procedura kako bi se obezbedila maksimalna efikasnost, pouzdanost i ekonomska opravdanost celokupnog procesa (*Economides et al., 2013*).

Sistemi za proizvodnju ležišnih fluida imaju presudan značaj za globalnu energetske industrije jer obezbeđuju kontinuitet snabdevanja prerađivačkih postrojenja sirovinom. U okviru ovih sistema realizuju se aktivnosti koje obuhvataju kontrolisanu eksploataciju izvorišta, transport fluida do površinskih postrojenja, njihovu separaciju i pripremu za skladištenje ili dalji transport (*Lake et al., 2007*). Precizno upravljanje parametrima kao što su pritisak, temperatura i protok ključno je za minimizaciju gubitaka i sprečavanje neželjenih pojava, poput emulzifikacije, taloženja parafina i stvaranja hidrata u cevovodima (*Arnold and Stewart, 2008*). Pored tehnološke kontrole, optimizacija proizvodnje ležišnih fluida doprinosi očuvanju integriteta ležišta i produženju njegovog eksploatacionog veka, što je od suštinskog značaja za dugoročnu stabilnost i ekonomsku opravdanost projekata.

Jedan od najvećih izazova u proizvodnji ležišnih fluida je njihova raznovrsnost i složeno ponašanje u različitim uslovima. Fizičko-hemijske karakteristike nafte, gasa i vode variraju ne samo od jednog ležišta do drugog, već i u okviru istog ležišta tokom vremena, usled promene pritiska, temperature i proizvodnih uslova (*Manning and Thompson, 1995*). Sve opisane promene mogu dovesti do nestabilnosti u protoku, pojave depozita u cevovodima i povećanih operativnih troškova. Zbog toga se sve više primenjuju automatizovani sistemi za praćenje i upravljanje proizvodnjom, koji omogućavaju pravovremeno reagovanje i minimizovanje rizika od zastoja u

proizvodnji (*Satter and Iqbal, 2016*). Savremena postrojenja omogućavaju kontinualno praćenje pritiska, temperature i zapreminskog protoka fluida, što omogućava preciznije upravljanje procesom i bolje planiranje rada proizvodnih sistema.

Posebno mesto u proizvodnji imaju postrojenja za separaciju i pripremu fluida, koja omogućavaju razdvajanje vode, gasa i nafte kao i uklanjanje primesa pre njihovog slanja u transportne i prerađivačke sisteme (*American Petroleum Institute, 1999*). Uvođenjem rezervoara za privremeno skladištenje, modernih mernih uređaja i tehnoloških rešenja kao što su sistemi za grejanje „cev u cevi“, postiže se veća preciznost u praćenju količina i kvaliteta proizvedenih fluida. Ovakvi sistemi značajno doprinose smanjenju gubitaka, unapređenju operativne efikasnosti i očuvanju stabilnosti proizvodnje (*Gas Processors Suppliers Association, 2004; Zelić, 1987; Zelić, 1990*).

Savremena industrija nafte i gasa, usled sve većih zahteva globalnog tržišta i neophodnosti poštovanja ekoloških standarda, sve više se oslanja na primenu inovativnih tehnologija i automatizaciju procesa proizvodnje ležišnih fluida (*Speight, 2014*). Uvođenje savremenih rešenja u ovoj oblasti omogućava ne samo povećanje produktivnosti, već i smanjenje ekološkog uticaja proizvodnje, kao i postizanje većeg nivoa bezbednosti na proizvodnim postrojenjima (*Baker, 2000*). S obzirom na to da su nafta i gas strateški resursi od globalnog značaja, njihova efikasna i ekonomski isplativa proizvodnja predstavlja ključni faktor za održavanje energetske stabilnosti i razvoj privrede.

Cilj ovog rada je da prikaže i analizira tehnološke i inženjerske aspekte proizvodnje ležišnih fluida u naftnoj i gasnoj industriji, sa posebnim akcentom na konstrukciju bušotina, izbor sigurnosne opreme na ušću, kao i primenu hemijskih metoda stimulacije, poput kiselinskih obrada. Rad obrađuje savremene metode povećanja produktivnosti, kontrole proizvodnih parametara i unapređenja efikasnosti eksploatacije, uz poseban osvrt na praktičnu primenu u uslovima realnih bušotina.

1.2. Predmet istraživanja

Predmet istraživanja rada obuhvata teorijske osnove i praktičnu primenu savremenih tehnoloških rešenja u procesu proizvodnje ležišnih fluida, sa akcentom na sigurnost, efikasnost i poboljšanje produktivnosti bušotina. Posebna pažnja posvećena je izboru i projektovanju sigurnosne opreme na ušću bušotine, sa konkretnim primerom primene kod horizontalne

bušotine, što podrazumeva analizu očekivanih maksimalnih pritisaka, tipova preventera, hidrauličnih sistema, kao i linija za prigušivanje i izduvavanje. Ovaj segment istraživanja ima za cilj da pokaže kako se kroz tačan izbor i dimenzionisanje opreme postiže visok nivo bezbednosti i operativne pouzdanosti.

Istraživanje se dalje proširuje na analizu konstruktivnih i funkcionalnih aspekata bušotina, uključujući faze bušenja, tipove bušotina (vertikalne, koso-usmerene i horizontalne), kao i značajnu ulogu pribušotinske zone u ukupnoj produktivnosti. Poseban akcenat stavljen je na procese perforacije, definisanje dotoka, kao i identifikaciju i sanaciju oštećenja u pribušotinskom delu kolektora.

Ključni deo predmeta istraživanja odnosi se na primenu kiselinskih obrada kao metode stimulacije proizvodnih intervala. Rad obrađuje različite pristupe hemijske obrade kako matriks tretmane u karbonatnim i peščarskim formacijama, tako i kiselinske kupke u cilju čišćenja perforacionih kanala i uklanjanja depozita. U radu se razmatraju kriterijumi za izbor kiseline, dizajn fluida za tretman, upotreba aditiva i postupci izvođenja u terenskim uslovima.

Kroz analizu svih navedenih aspekata od izbora opreme, preko inženjerskog projektovanja bušotine, do unapređenja dotoka putem hemijskih metoda rad integriše teorijska i praktična saznanja u svrhu poboljšanja efikasnosti i bezbednosti proizvodnje nafte i gasa. Istraživanje ukazuje na neophodnost unapređene pripreme za vanredne situacije, uključujući preduslove za sanaciju mogućih erupcija i pravovremeno raspolaganje rezervnim elementima opreme. Time se naglašava važnost sistemskog pristupa u upravljanju tehničkim, tehnološkim i bezbednosnim aspektima bušotinskih operacija u složenim uslovima rada.

1.3. Ciljevi istraživanja

Cilj istraživanja je da se detaljno analiziraju i sistematizuju ključni tehnološki i inženjerski postupci koji se primenjuju u procesu proizvodnje ležišnih fluida, sa posebnim osvrtom na bezbednosne, produktivne i ekonomske aspekte. Ciljevi se mogu podeliti na:

1. Prikaz teorijske osnove i inženjerskih primena sigurnosne opreme na ušću bušotine, sa fokusom na kriterijume izbora u skladu sa očekivanim pritiscima, tipom bušotine i vrstom

fluida, uz poseban osvrt na konfiguraciju i funkciju preventera, hidrauličnih sistema, kao i prigušnih i izduvnih linija.

2. Analizu konstrukcija i funkcionalnu podelu bušotine (vertikalne, koso-usmerene i horizontalne), uključujući osnovne delove poput cevnih kolona, glave bušotine i pribušotinske zone, kao i njihov značaj za celokupnu stabilnost i protok fluida.
3. Primeni kiselinskih obrada kao metoda stimulacije proizvodnih intervala, uključujući dizajn kiselinskih rastvora, kriterijumima za izbor kiselina i aditiva, bezbednosne (HSE) i ekonomske zahteve, kao i konkretne metode terenske primene kroz tubing i kroz savitljivi tubing.
4. Ispitivanju efekta kiselinske obrade na poboljšanje provodljivosti u pribušotinskoj zoni, uklanjanje oštećenja izazvanih fluidima tokom bušenja i smanjenje skin faktora, sve u cilju povećanja produktivnosti bez istovremenog povećanja vodenog sadržaja u proizvodnji.

Ostvarivanjem navedenih ciljeva rad pruža sveobuhvatan prikaz međuzavisnosti između tehničkih karakteristika bušotinskih sistema, sigurnosne infrastrukture i metoda hemijske stimulacije, čime doprinosi unapređenju proizvodnih strategija i bezbednosne kulture u industriji nafte i gasa.

1.4. Hipoteze istraživanja

U praksi se primenjuju dve tehnike za izvođenje kiselinskih obrada:

1. Kiselinska obrada matriksa kolektor stene, pri kojoj se posebno dizajniran kiselinski rastvor utiskuje u porni prostor pribušotinske zone na pritisku koji je niži od pritiska frakturiranja stene. Kiselinske obrade matriksa predstavljaju hemisko stimulative metode tokom kojih se delovanjem kiselina na skelet stene uklanja njeno oštećenje u smislu smanjene propusnosti ili joj se povećava prirodno mala (propusnost) u neposrednoj okolini kanala bušotine.

2. Kiselinska kupka pri kojoj se odgovarajući kiselinski rastvor upumpava u deo kanala bušotine u nivo otvorenog proizvodnog intervala. Kiselinska kupka se primenjuje u slučajevima kada je analizom problema u bušotini utvrđeno prisustvo taloga u delu kanala bušotine u nivou otvorenog proizvodnog intervala ili u perforacionim kanalima.

1.5. Metodologija i struktura rada

Metodologija ovog rada zasniva se na analizi i sintezi teorijskih i praktičnih znanja iz oblasti proizvodnje ležišnih fluida, sa akcentom na tehnološke procese stimulacije bušotina putem kiselinskih obrada, kao i izbor i primenu sigurnosne opreme na ušću bušotine. Istraživanje obuhvata pregled postojeće literature, tehničku analizu metoda, uporednu procenu primene različitih tipova opreme i rastvora u realnim uslovima, kao i kritičku evaluaciju efekata stimulacije na produktivnost bušotine. Osnovni cilj metodološkog pristupa jeste povezivanje geološko-inženjerskih parametara sa konkretnim tehnološkim rešenjima koja se primenjuju u proizvodnim uslovima.

Posebna pažnja posvećena je kiselinskoj obradi matriksa jednoj od najstarije primenjivanih metoda u naftnoj industriji. Ova metoda podrazumeva utiskivanje hemijski dizajniranog kiselinskog rastvora u porni prostor pribušotinske zone na pritisku ispod praga frakturiranja formacije, kako bi se izbeglo stvaranje nekontrolisanih pukotina. Tokom pomenutog procesa, kiselina reaguje sa mineralima u steni ili sa česticama koje su migracijom dospele u porni sistem (poput glina ili isplake), čime se vrši proširenje pornih kanala i povećava provodljivost. Uspešnost tretmana meri se na osnovu porasta proizvodnje, uz uslov da se ne poveća sadržaj vode u fluidu. Pored obrade matriksa, rad razmatra i primenu kiselinske kupke kao posebne metode uklanjanja depozita iz perforacionih kanala i otvorenih delova bušotine.

Struktura rada organizovana je u devet tematskih celina. Uvodno poglavlje obuhvata definisanje značaja teme, predmeta, ciljeva, hipoteza i metodološkog pristupa. Drugi deo analizira osnovne komponente ležišta geološke i fizičke karakteristike, vrste fluida i tehničke aspekte bušotine. Treće poglavlje bavi se procesom razrade naftnog ležišta, tipologijom bušotina i operativnim izazovima. U četvrtom delu razmatraju se tehnologija bušenja i izrade bušotine, uključujući perforaciju i zaštitu pribušotinske zone. Peto poglavlje posvećeno je tehnologiji proizvodnje ležišnih fluida, metodama optimizacije dotoka i monitoringu proizvodnih

parametara. Šesto i sedmo poglavlje predstavljaju centralni deo rada, jer detaljno obrađuju postupke hemijske stimulacije, uključujući izbor i projektovanje kiselinskih rastvora, terensku primenu metoda i efekte na produktivnost bušotina. U osmom poglavlju dati su glavni zaključci i preporuke, dok je deveto poglavlje posvećeno literaturi koja predstavlja naučnu i stručnu osnovu ovog rada. Ovakva struktura omogućava temeljno sagledavanje problema i formiranje celovitog inženjerskog pristupa proizvodnji ugljovodonika sa akcentom na bezbednost, efikasnost i unapređenje tehnoloških postupaka.

2. OSNOVNE KOMPONENTE

2.1. Karakteristike ležišta nafte i gasa

Ležišta nafte i gasa predstavljaju složene prirodne akumulacije ugljovodonika koje su formirane u podzemnim slojevima tokom stotina miliona godina pod dejstvom visokih pritisaka i temperatura. Uglavnom nastaju kao rezultat transformacije organskog materijala u izvornim stenama (najčešće morskog porekla) u naftne i gasne frakcije, koje se zatim migracijom kreću u više slojeve podzemlja i akumuliraju u poroznim i propusnim stenama odnosno tzv. kolektorskim stenama (*Tissot and Welte, 1984*). Kolektorske stene, kao i nepropusni zapečaćeni slojevi iznad njih, predstavljaju ključne geološke elemente svakog ležišta jer obezbeđuju zadržavanje i stabilnost ugljovodonika unutar akumulacije.

U okviru pomenutih akumulacija nalaze se tri glavne vrste fluida: sirova nafta, prirodni gas i plastna voda. Njihova međusobna raspodela unutar poroznog prostora stene zavisi pre svega od razlika u gustini i pritisku. Plastna voda, kao najgušća faza, nalazi se u donjim delovima ležišta

i čini tzv. vodonosnu zonu. Iznad pomenute zone, nalazi se naftna zona, dok je u najvišim delovima kolektorskih slojeva dominantno zastupljen prirodni gas (*Dake, 2001*). Opisana stratifikacija može biti složena u zavisnosti od tipa geološke strukture i lokalnih strukturnih uslova. Karakteristike ležišta definišu se na osnovu geoloških i fizičkih parametara, kao i svojstava fluida koji ga ispunjavaju. Opšta podela geoloških parametara obuhvata:

- Poroznost stena - određuje ukupnu zapreminu pora u kojima se nalaze fluidi.
- Permeabilnost - sposobnost stena da propušta fluide kroz svoj porni sistem i pukotine.
- Tipovi "geoloških zamki" (strukturne, stratigrafske i kombinovane) koje sprečavaju dalje kretanje ugljovodonika i omogućavaju njihovo nagomilavanje unutar kolektora (*Tissot and Welte, 1984; Ahmed, 2010*).

U odnosu na geološke parametre, fizički parametri ležišta uključuju:

- Zasićenost pora fluidima - odnos između nafte, gasa i vode unutar pornog prostora.
- Kapilarni pritisak - pritisak koji utiče na prelazne zone između vode, nafte i gasa i direktno određuje produktivnost bušotina.
- Fazni odnosi ugljovodonika - zavisnost pritiska i temperature unutar ležišta koji određuju da li će ugljovodonici biti u gasovitom, tečnom ili mešovitom stanju (*Craft and Hawkins, 1991*).

Pored navedenih parametara, bitnu ulogu imaju i uslovi pritiska i temperature u ležištu. Pritisak unutar akumulacije se obično kreće u opsegu od hidrostatskog (koji odgovara težini stuba vode ili fluida iznad ležišta) do abnormalnog, koji je značajno viši ili niži od hidrostatskog. Temperatura zavisi od geotermalnog gradijenta područja i utiče na viskoznost nafte, rastvorljivost gasa i dinamiku fluida (*Ahmed, 2010*). Detaljno poznavanje karakteristika ležišta imaju ključnu ulogu u:

1. Proceni rezervi nafte i gasa,
2. Određivanju optimalne tehnologije bušenja i eksploatacije,

3. Predviđanju mogućih problema tokom proizvodnje, kao što su smanjenje pritiska u zoni proizvodnje, pojava vode u produkcionom intervalu ili nekontrolisano isticanje ugljovodonika (*Ahmed, 2010*).

Savremene metode karakterizacije ležišta obuhvataju kombinaciju više disciplina:

1. Geofizička ispitivanja (sejzmika, magnetometrija, gravimetrija) omogućavaju identifikaciju geoloških struktura i preciznu definiciju prostranosti kolektorskih slojeva,
2. Bušotinska merenja (električna, radioaktivna i akustična karotaža) daju informacije o poroznosti, zasićenosti i permeabilnosti.
3. Laboratorijske analize uzoraka stena i fluida (core analysis, PVT studije) pružaju najdetaljnije podatke o svojstvima pornog sistema i fluida (*Schlumberger, 2019*).

Sveobuhvatno razumevanje ovih parametara omogućava pravilno modeliranje ležišta i izradu planova eksploatacije koji obezbeđuju maksimalno iskorišćenje rezervi uz minimalan rizik i ekološki uticaj.

2.1.1. Geološke karakteristike kolektorskih stena

Geološke karakteristike kolektorskih stena predstavljaju jedan od najvažnijih faktora koji određuju veličinu i produktivnost ležišta nafte i gasa. Kolektorske stene su slojevi podzemlja koji imaju razvijen porni sistem dovoljno veliki da može da akumulira značajne količine ugljovodonika, ali i da omogući njihovo kretanje ka proizvodnim bušotinama. Njihova sposobnost da zadrže i propuste fluide direktno zavisi od kombinacije više geoloških procesa i uslova koji su delovali tokom formiranja i evolucije ležišta.

U zavisnosti od porekla i litološkog sastava, kolektorske stene mogu biti sedimentne, karbonatne ili u pojedinim slučajevima vulkanogene. Sedimentne stene kao što su peskare često imaju izraženu primarnu poroznost koja nastaje tokom taloženja zrna različitih veličina, dok karbonatne stene poput krečnjaka i dolomita uglavnom poseduju složeniju pornu strukturu nastalu delovanjem rastvornih procesa i tektonskih pokreta. Pomenuti procesi mogu dovesti do

stvaranja sekundarne poroznosti i pukotina koje značajno utiču na protočnost ležišta (*Dake, 2001*).

Važnu ulogu u akumulaciji ugljovodonika imaju i neprohodni slojevi koji se javljaju iznad kolektora i formiraju prirodne barijere za dalje kretanje nafte i gasa. Ova vrsta slojeva često je sačinjena od škriljaca ili soli i deluje kao zapečaćeni nepropusni slojevi i omogućavaju dugoročno zadržavanje ugljovodonika unutar pornog prostora. Pored njih, strukturni oblici u podzemlju kao što su antiklinale, rasedi ili litološka klinasta zatvaranja često definišu konačni prostor u kome se fluidi koncentrišu (*Tissot and Welte, 1984*). U tom kontekstu, geološke strukture ne predstavljaju samo pasivne elemente već aktivno utiču na distribuciju poroznih i nepropusnih slojeva i time određuju konačnu veličinu ležišta.

Mineraloški sastav kolektorskih stena takođe ima veliki uticaj na njihova svojstva. Peskare bogate kvarcom generalno imaju stabilniji porni sistem i otpornije su na hemijske reakcije sa ležišnim fluidima u poređenju sa stenama koje sadrže veće količine gline ili nestabilnih minerala. Pomenuta specifikacija utiče na dugoročnu produktivnost ležišta jer promene u strukturi pora ili taloženje minerala mogu značajno smanjiti permeabilnost tokom eksploatacije (*Ahmed, 2010*).

Sve navedene geološke karakteristike kolektorskih stena deluju zajedno i određuju ne samo kapacitet akumulacije ugljovodonika već i dinamiku njihovog kretanja tokom proizvodnje. Kao posledica svega navedenog, detaljna analiza litološkog sastava, porne strukture i strukturnog položaja kolektora sprovodi se u ranim fazama istraživanja ležišta, kako bi se što preciznije procenile rezerve i definisala najefikasnija strategija eksploatacije (*Craft and Hawkins, 1991*).

2.1.2. Fizičke karakteristike kolektorskih stena

Fizičke karakteristike kolektorskih stena u velikoj meri određuju njihovu produktivnost i kapacitet za akumulaciju ugljovodonika. Za razliku od geoloških svojstava koja opisuju litološki sastav i prostorni položaj stena, fizičke osobine se odnose na unutrašnju strukturu pornog sistema i njegovu sposobnost da skladišti i propušta fluide. Najvažniji parametri u tom kontekstu su zasićenost pora fluidima, poroznost, permeabilnost, kao i kapilarni pritisak i fazni odnosi između ugljovodonika i plastne vode, o čemu je uopšteno već bilo reči (*Dake, 2001*).

Poroznost predstavlja udeo zapremine pora u ukupnoj zapremini stene i najčešće se izražava u procentima. Pore mogu biti različitih veličina i oblika, a njihova povezanost direktno utiče na kapacitet akumulacije ugljovodonika. U peskarima poroznost se uglavnom razvija između zrna sedimenata i može biti značajno veća u stenama koje nisu prošle kroz intenzivno kompresovanje i sedimentaciju. U karbonatnim stenama, kao što su krečnjaci i dolomiti, poroznost je često složenija jer porni prostor može biti formiran i sekundarnim procesima kao što su rastvaranje minerala i stvaranje pukotina.

Sa druge strane proces permeabilnosti predstavlja sposobnost pornog sistema da propušta fluide. Ona zavisi ne samo od veličine pora već i od njihove povezanosti. Čak i stena sa visokom poroznošću može imati nisku permeabilnost ako pore nisu dobro međusobno povezane. Vrednosti permeabilnosti se najčešće izražavaju u milidarsijima (mD), a visoka permeabilnost omogućava efikasniji protok ugljovodonika prema proizvodnim bušotinama (*Ahmed, 2010*).

Zasićenost pora fluidima predstavlja još jedan ključan parametar, koji opisuje koliki deo pornog prostora zauzimaju nafta, gas ili plastna voda. Ukoliko je zasićenost vode previsoka, produktivnost bušotina može biti znatno smanjena jer voda zauzima prostor kroz koji bi se ugljovodonici kretali. Raspodela fluida unutar pornog prostora u velikoj meri zavisi od kapilarnog pritiska, odnosno pritiska razlike između dve faze fluida u pori. Kapilarni pritisak utiče na visinu kontaktne zone između vode i nafte, kao i između nafte i gasa, što ima direktan značaj u proračunu rezervi i određivanju položaja produkcionih intervala (*Craft and Hawkins, 1991*).

2.1.3. Vrste ležišnih fluida i njihova svojstva

Ležišta nafte i gasa, pored samih kolektorskih stena, karakterišu i različite vrste fluida koji ispunjavaju njihov porni sistem. Ti fluidi su uglavnom sirova nafta, prirodni gas i plastna voda, a njihova raspodela unutar ležišta zavisi od gustine i pritiska. Najgušća faza obuhvata plastnu vodu koja se nalazi se u najnižoj zoni. Iznad pomenute zone koncentriše se nafta, dok se gas kao najlakša faza, akumulira u najvišim delovima kolektorskih stena ako geološke strukture i nepropusni slojevi omogućavaju njegovo zadržavanje (*Dake, 2001*). Opisana stratifikacija može biti složena u zavisnosti od vrste geoloških struktura i lokalnih uslova, što utiče na procenu rezervi i planiranje eksploatacije.

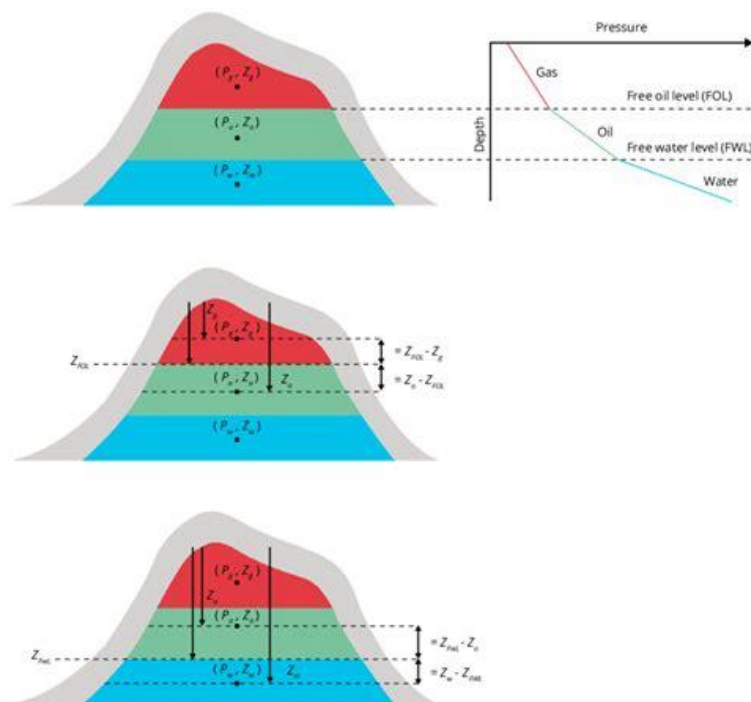
Sirova nafta je najznačajniji energetski resurs koji se nalazi u ležištima i predstavlja kompleksnu mešavinu ugljovodonika različitih molekulskih masa. Sastav i svojstva mogu se značajno razlikovati u zavisnosti od različitih ležišta, ali najčešće komponente su parafinski, naftenski i aromatični ugljovodonici u različitim odnosima (*Ahmed, 2010*). Osnovne fizičke karakteristike nafte koje se ispituju obuhvataju sledeće parametre:

- **Gustina**, koja se često izražava u API stepenima i omogućava klasifikaciju nafte na laku, srednju i tešku;
- **Viskoznost**, koja utiče na njenu pokretljivost kroz porni sistem;
- **Sadržaj rastvorenog gasa**, jer gas može značajno uticati na zapreminu i pritisak tokom proizvodnje;
- **Sadržaj sumpora, parafina i asfaltena**, koji određuju ponašanje nafte tokom transporta i prerade (*Craft and Hawkins, 1991*).

Prirodni gas predstavlja složenu mešavinu gasovitih ugljovodonika čiji je dominantni sastojak metan (CH_4), koji čini od 70 do 90% ukupnog sastava. Pored metana, u njemu su u manjim količinama zastupljeni i teži ugljovodonici kao što su etan (C_2H_6), propan (C_3H_8) i butan (C_4H_{10}), a često sadrži i tragove nepoželjnih komponenti poput ugljen-dioksida (CO_2), azota (N_2) i vodonik-sulfida (H_2S) (*Selley, 1998; Speight, 2019*). Ove komponente mogu znatno uticati na kvalitet gasa što zahteva dodatnu preradu pre upotrebe. U zavisnosti od uslova u ležištu i sastava, prirodni gas se može javiti u više oblika. Suvi gas sadrži uglavnom metan i minimalne količine težih ugljovodonika, dok je mokri gas obogaćen tečnim ugljovodonicima, poznatim kao kondenzat, koji se pri preradi mogu izdvojiti kao komercijalno vredni derivati. Uz sve navedeno gas može biti prisutan i kao rastvoreni gas u nafti, koji je u tečnom stanju unutar naftne faze, ali se oslobađa iz nje kada pritisak u ležištu padne ispod pritiska zasićenja (*McCain, 2017; Dake, 2001*). Ključna svojstva prirodnog gasa koja se ispituju radi karakterizacije i predviđanja njegovog ponašanja u proizvodnim uslovima uključuju gustinu, relativni sastav, faktor kompresibilnosti (Z-faktor) kao i temperaturu i pritisak pri kojima dolazi do kondenzacije ili faznih promena. Svi opisani parametri imaju direktan uticaj na izbor tehnologije transporta i skladištenja gasa ali i na procenu rezervi unutar ležišta (*Selley, 1998; Speight, 2019; McCain, 2017*).

Plastna voda, poznata i kao formacijska ili konatna voda, predstavlja vodu koja ispunjava najniže delove pornog sistema kolektorskih stena unutar ležišta ugljovodonika. U najvećem broju slučajeva karakteriše je visoko mineralizacija, jer je dugo vremena bila u kontaktu sa okolnim stenama, što omogućava rastvaranje različitih soli i minerala. Sastav plastne vode značajno varira u zavisnosti od geološkog okruženja. Ona može biti relativno slatka u plitkim formacijama ili ekstremno slana u dubljim delovima, sa sadržajem rastvorenih čvrstih materija koji premašuje koncentraciju morske vode nekoliko puta (*Selley, 1998; McCain, 2017*). U sistemu ležišta plastna voda ima ključnu ulogu u održavanju pritiska. Ona podupire naftni i gasni stub i time omogućava stabilnost akumulacije ugljovodonika tokom dugog vremenskog perioda. Tokom eksploatacije, prirodna energija plastne vode može biti iskorišćena za podizanje pritiska i potiskivanje nafte i gasa prema proizvodnim bušotinama, što povećava faktor iskorišćenja ležišta (*Ahmed, 2010; Speight, 2019*). Ipak, plastna voda može predstavljati i značajan operativni izazov. Prodor vode u proizvodnu zonu, bilo zbog prekomernog pada pritiska u ležištu ili zbog nepravilnog pozicioniranja bušotine, dovodi do povećanog vodnog sadržaja u proizvodnji, što smanjuje ekonomsku isplativost eksploatacije. U ekstremnim slučajevima, velike količine vode mogu potpuno onemogućiti dalje eksploatisanje naftnog ili gasnog intervala (*McCain, 2017*). Uz sve navedeno visoka mineralizacija plastne vode može prouzrokovati taloženje soli u opremi i cevovodima ili intenzivirati koroziju metalnih komponenti, što zahteva primenu specijalizovanih metoda zaštite i održavanja (*Speight, 2019; Ahmed, 2010*). Sve navedene karakteristike čine plastnu vodu jednim od najvažnijih elemenata u analizi i upravljanju ležištima ugljovodonika. Detaljna ispitivanja njenog sastava, mineralizacije i pritiska sprovode se u ranim fazama istraživanja i razvoja ležišta kako bi se mogle predvideti njene reakcije tokom proizvodnje i blagovremeno definisale mere zaštite i kontrole (*Selley, 1998; McCain, 2017*).

Svojstva svih vrsta ležišnih fluida zavise od uslova pritiska i temperature unutar ležišta. Sa povećanjem temperature i pritiska menjaju se gustina i viskoznost fluida, što utiče na njihovo kretanje kroz porni sistem i na efikasnost proizvodnje. Zbog svega navedenog neophodno je da se pre donošenja proizvodnih odluka izvrši detaljna laboratorijska analiza uzoraka nafte, gasa i vode, kao i da se urade PVT (*Pressure-Volume-Temperature*) studije koje omogućavaju predviđanje njihovog ponašanja u različitim uslovima eksploatacije (*Craft and Hawkins, 1991; Ahmed, 2010*). Na slici 1 je prikazan vertikalni presek ležišta sa zonama gasa, nafte i plastne vode



Slika 1. Šematski presek ležišta sa zonama gasa, nafte i vode, kao i krivu pritiska u odnosu na dubinu (https://tse4.mm.bing.net/th/id/OIP.ws_wReYLRpICJdZfpJug_wHaG-?pid=Api)

2.2. Bušotina kao rudarski objekat

Bušotina predstavlja centralni tehničko-infrastrukturni objekat u procesu istraživanja i eksploatacije nafte i gasa. Ona je sredstvo kojim se uspostavlja fizički pristup ležištu ugljovodonika i omogućava transport fluida od zone akumulacije do površine. Kao takav, ona ima dvostruku funkciju: sa jedne strane, služi za prikupljanje geoloških i inženjerskih podataka tokom faze istraživanja, a sa druge, predstavlja stabilan i kontrolisan kanal za eksploataciju u proizvodnoj fazi (Azar and Samuel, 2007). Iz perspektive rudarskog inženjeringa, bušotina se smatra rudarskim objektom, jer se bušenjem vertikalno ili pod uglom probija kroz različite geološke slojeve radi otkrivanja, ispitivanja i eksploatacije mineralnih resursa u ovom slučaju nafte i prirodnog gasa. Za razliku od klasičnih rudnika koji se otvaraju horizontalno ili pod uglom ka mineralnim telima, bušotine omogućavaju pristup duboko zaleglim fluidnim resursima bez potrebe za masivnim površinskim kopovima (Economides et al., 2013).

Konstrukcija bušotine mora ispunjavati više tehničkih i bezbednosnih kriterijuma: stabilnost stuba bušotine, izolacija različitih geoloških i fluidnih zona, otpornost na visok pritisak i temperaturu kao i mogućnost kontrole i regulisanja toka fluida. Da bi se ovi uslovi postigli,

bušotina se obično sastoji od više koncentričnih slojeva cevi, cementa i završne opreme koji zajedno obezbeđuju mehaničku stabilnost i hidrauličku izolovanost između bušotinskog otvora i okolnog geološkog materijala (*Bourgoyne et al., 1986*). Sa tehnološkog aspekta, bušotine mogu biti klasifikovane kao:

- **istražne bušotine**, koje služe za utvrđivanje prisustva ugljovodonika u podzemlju;
- **eksploatacione bušotine**, čija je svrha održiva proizvodnja ugljovodonika;
- **injekcione bušotine**, koje se koriste u procesima održavanja pritiska ili sekundarne eksploatacije putem ubrizgavanja vode, gasa ili drugih fluida.

U zavisnosti od potreba i geološke konfiguracije, bušotine mogu biti vertikalne, kose, horizontalne ili čak multilateralne, što znači da iz jednog vertikalnog glavnog otvora može polaziti više bokova (lateral) ka različitim delovima ležišta. Savremena bušenja sve više koriste horizontalnu tehnologiju radi povećanja kontakta sa produktivnom zonom, posebno u ležištima sa niskom permeabilnošću (*Mitchell, 1995*). Pored konstruktivnih elemenata, bušotina kao rudarski objekat zahteva i odgovarajuću kontrolu pritiska, primenu bezbednosne opreme na ušću i stalni monitoring toka fluida. Svi ovi aspekti, zajedno sa geološkim uslovima, utiču na izbor metode bušenja, vrstu cevi, cementnih materijala i završne opreme (*Rabia, 2002*). Bušotina predstavlja ne samo kanal ka energetsom resursu, već i tačku interakcije između geologije i inženjeringa, gde preciznost, sigurnost i efikasnost moraju biti na najvišem nivou. Njena pravilna izgradnja, održavanje i upravljanje imaju direktan uticaj na ekonomsku isplativost eksploatacije, kao i na bezbednost ljudi, postrojenja i životne sredine.

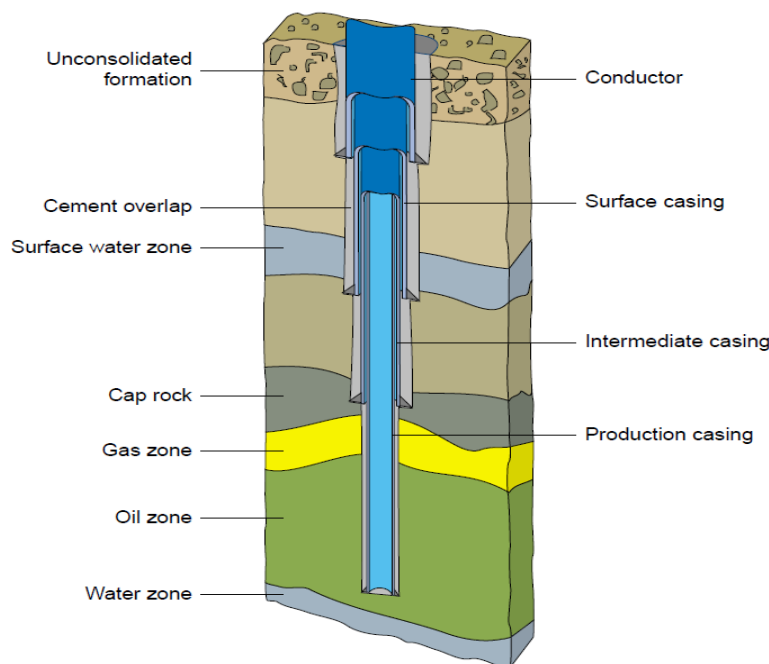
2.2.1. Osnovni delovi i konstrukcija bušotine

Konstrukcija bušotine predstavlja složen inženjerski sistem koji omogućava bezbedno i kontrolisano povezivanje površinske infrastrukture sa podzemnim ležištem ugljovodonika. Osnovna svrha bušotine nije samo probijanje do produktivne formacije, već i stabilizacija otvora, zaštita različitih geoloških slojeva, sprečavanje nekontrolisanog isticanja fluida i omogućavanje dugotrajne i efikasne eksploatacije (*Bourgoyne et al., 1986; Rabia, 2002*).

Tipična bušotina se sastoji od više koncentričnih cevnih kolona koje se u fazama ubacuju i cementiraju unutar bušotinskog otvora. Ovakav sistem omogućava da se bušenje nastavi kroz sve složenije i rizičnije zone bez ugrožavanja stabilnosti i bezbednosti. Uobičajeno se u konstrukciji izdvajaju sledeći funkcionalni slojevi:

- Vodica bušotine (conductor casing) – najplatkija i najšira cev, postavlja se odmah na početku bušenja kako bi se stabilizovao plitki otvor i zaštitilo područje od erozije površinske vode.
- Površinska kolona (surface casing) – služi za zaštitu plitkih vodonosnih slojeva i kao osnova za montažu glave bušotine (wellhead).
- Prelazna (ili međuslojna) kolona (intermediate casing) – koristi se u dubljim delovima bušotine kako bi se izolovale nestabilne formacije ili zone visokog pritiska.
- Proizvodna kolona (production casing) – poslednji i najdublji cevni sloj, koji prolazi kroz zonu ležišta i služi kao trajna struktura kroz koju se vrši eksploatacija ugljovodonika (*Economides et al., 2013*).

Svi cevni slojevi se cementiraju između spoljašnje strane cevi i zidova bušotinskog otvora, što omogućava mehaničku stabilnost, hidrauličnu izolaciju i sprečava migraciju fluida između geoloških slojeva (*Rabia, 2002*). Unutar proizvodne kolone ubacuje se proizvodna cev (tubing) kroz koju teče nafta ili gas do površine. Na površini bušotine nalazi se glava bušotine (wellhead), koja predstavlja čelični sklop ugrađen na vrh površinske cevi. Ona omogućava povezivanje sa završnom opremom i sadrži niz ventila, zaptivki i prirubnica koji služe za kontrolu pritiska i protoka. U proizvodnoj fazi, na vrhu se instalira sistem ventila, manometara i kontrolnih elemenata koji omogućava sigurnu eksploataciju (*Mitchell, 1995*). Na slici 2 prikazan je standardni vertikalni presek bušotine sa svim glavnim konstruktivnim slojevima: glava bušotine, cevne kolone i pozicije fluidnih zona. Ova ilustracija pruža vizuelni uvid u interni mehanizam pristupa ležištu i značaj wellhead opreme u kontroli protoka.



Slika 2. Standardna konfiguracija bušotine sa prikazom glave bušotine i cevnih kolona
https://tse4.mm.bing.net/th/id/OIP.jgu_bJCLFL-hZ-80acYG8gHaHa?pid=Api

Vrsta i dubina cevnih kolona, kao i celokupna konfiguracija bušotine, zavise od više faktora: geoloških uslova, pritiska i temperature u formacijama, prisustva vode ili gasa, kao i od tipova ležišta. U poslednjim decenijama sve češće se primenjuju kose, horizontalne i multilateralne bušotine, koje omogućavaju veći kontakt sa produktivnom zonom i značajno povećavaju prinos, posebno u ležištima sa niskom poroznošću i permeabilnošću (*Economides et al., 2013; McCain, 2017*). Konstrukcija bušotine mora biti usklađena sa bezbednosnim, ekološkim i tehničkim standardima, jer svaki propust u izboru materijala, cementaciji ili dizajnu može dovesti do ozbiljnih posledica: gubitka kontrole nad fluidima, zagađenja vodonosnika, mehaničkog urušavanja bušotine ili požara. Zbog toga se planiranje i realizacija bušotinske konstrukcije vrši uz pomoć sofisticiranih simulacija i analiza, koje uključuju mehaničke, termičke i fluidne parametre (*Azar and Samuel, 2007*).

2.2.2. Pribušotinska zona – definicija i značaj

Pribušotinska zona (engl. *near-wellbore region*) predstavlja usko područje stenskog masiva koje okružuje bušotinu unutar produktivne formacije. Iako zauzima relativno mali prostor

u odnosu na celo ležište, ima ključni značaj za ukupnu produktivnost bušotine, jer je to prva tačka kontakta između ležišnih fluida i proizvodnog kanala ka površini (*Economides and Nolte, 2000*). Pomenuti deo ležišta karakteriše specifičan skup fizičko-hemijskih i mehaničkih promena nastalih usled procesa bušenja, cementacije i završne obrade bušotine. Tokom bušenja, burgijski mulj, aditivi iz bušotinske tečnosti i hemijske reakcije sa stenom mogu dovesti do zaptivanja pora, smanjenja permeabilnosti i poremećaja prirodnog rasporeda fluida. Nastale promene dovode do formiranja zone sa izmenjenim svojstvima koja se često naziva oštećena pribušotinska zona (*damaged zone*), u kojoj je protok fluida otežan u poređenju sa ostatkom formacije (*McCain, 2017*). Fizičke promene u ovoj zoni utiču na ključne parametre kao što su:

- efektivna permeabilnost (koja može biti znatno smanjena),
- kaprilarna ravnoteža fluida,
- i lokalni pad pritiska, što može rezultirati nižim protokom nafte ili gasa u bušotinu.

Da bi se ove promene kvantifikovale, uvodi se pojam skin faktor (*skin factor*) – bezdimenzioni parametar koji predstavlja razliku u otporu protoku u pribušotinskoj zoni u odnosu na idealno stanje. Vrednosti skin faktora veće od nule ukazuju na oštećenje (skin efekat), dok negativne vrednosti ukazuju na poboljšanu provodljivost usled tretmana kao što je hidrauličko lomljenje (*Dake, 2001*). Pribušotinska zona je takođe kritična za interpretaciju podataka iz testova pritiska, jer nepravilnosti u ovoj zoni mogu dovesti do pogrešnog tumačenja produktivnosti formacije. Pored toga, tokom životnog veka bušotine, ovo je zona u kojoj se prvi javljaju indikacije oštećenja, kao što su taloženje parafina, soli, ili oštećenja usled peskarenja i kolapsa stena (*Ahmed, 2010*). Kao posledica svega navedenog u savremenoj inženjerskoj praksi razvijaju se brojne tehnike za očuvanje ili poboljšanje karakteristika pribušotinske zone, kao što su:

- kiseljenje (*acidizing*) – za rastvaranje depozita u karbonatnim stenama,
- hidrauličko lomljenje (*fracking*) – za stvaranje kanala visoke provodljivosti,
- mehanička i hemijska sredstva za čišćenje i deblokiranje pora, a sve u cilju smanjenja skin faktora i poboljšanja ukupnog protoka fluida ka bušotini (*Economides and Nolte, 2000; Craft and Hawkins, 1991*).

2.3. Sigurnosna oprema na ušću bušotine

Bezbednost rada na bušotinama predstavlja jedan od najvažnijih aspekata u naftnoj i gasnoj industriji. U uslovima visokih pritisaka i temperature u podzemlju, kao i u prisustvu fluida koji mogu nekontrolisano isteći na površinu, potrebno je primeniti visokonaporan sistem sigurnosne opreme koji omogućava potpunu kontrolu nad bušotinom. Centralno mesto u tom sistemu zauzimaju preventeri (BOP – *Blowout Preventers*), kao i hidraulične linije i sistemi za prigušivanje i izduvavanje, koji zajedno predstavljaju tehničko-inženjersku zaštitu od havarijskih scenarija (Mitchell, 1995; Rabia, 2002). Sigurnosna oprema se ugrađuje na glavu bušotine (wellhead) i služi kao prva linija odbrane od opasnosti kao što su nagli porast pritiska u bušotini, pojave gasnih mehurova, ili pojava neočekivanih fluidnih tokova. Primarna funkcija ovih sistema je zaptivanje otvora bušotine, regulisanje pritiska i u krajnjem slučaju potpuno zatvaranje bušotine ukoliko dođe do nekontrolisanog pritiska ili izlivanja fluida. U zavisnosti od vrste bušenja, geoloških uslova i očekivanih pritisaka, konfiguracija sigurnosne opreme može se značajno razlikovati od jednostavnih mehaničkih preventera do kompleksnih multifunkcionalnih sistema sa više elemenata, podrške senzora i daljinskog upravljanja. Upravo zbog toga, odabir i pravilno dimenzionisanje opreme predstavljaju kritičan korak u dizajnu i realizaciji bušotinskih operacija (Azar and Samuel, 2007).

2.3.1. Vrste preventera i njihova funkcija

Preventer (engl. *Blowout Preventer* – BOP) predstavlja najvažniji element sigurnosne opreme na ušću bušotine. Njegova osnovna funkcija je kontrola pritiska u bušotini i sprečavanje izlivanja fluida na površinu u situacijama kada pritisak iz ležišta premaši pritisak bušenja. U takvim uslovima može doći do pojave tzv. blowout-a odnosno iznenadnog, nekontrolisanog isticanja gasa, nafte ili vode, što predstavlja ozbiljan bezbednosni i ekološki rizik (Mitchell, 1995). Preventeri se ugrađuju direktno na glavu bušotine (wellhead) i deo su većeg sigurnosnog sklopa poznatog kao BOP Stack, koji se sastoji od više preventera različitih tipova, raspoređenih u slojevima. Prema načinu funkcionisanja i konstrukciji, preventeri se dele na dve osnovne grupe:

1. Annularni (prstenasti) preventeri

Annularni preventeri imaju fleksibilni zaptivni element (gumeni prsten) koji se pri aktiviranju steže oko bušace ili proizvodne opreme ili zatvara potpuno otvor ukoliko nema opreme unutra. Ovi preventeri su veoma efikasni jer omogućavaju zaptivanje različitih prečnika i oblika cevi, kao i potpuno zaptivanje otvora u slučaju praznog otvora (*Rabia, 2002*). Annularni preventer se obično postavlja na vrhu BOP sklopa, jer služi kao prva linija odbrane u slučaju početnog porasta pritiska. Zahvaljujući svojoj konstrukciji, on se koristi i tokom normalnih operacija, kao što su izvlačenje i ubacivanje alata.

2. Ramski (segmentni) preventeri

Ramski preventeri (engl. *ram-type BOP*) koriste dva pokretna segmenta odnosno rama koji se pomeraju ka sredini i zatvaraju bušotinu. Postoji više vrsta ramova u zavisnosti od funkcije:

- Pipe rams – zatvaraju prostor oko konkretnog prečnika bušace cevi.
- Blind rams – potpuno zatvaraju otvor kada nema opreme unutar bušotine.
- Shear rams – specijalni ramovi koji presecaju cev u bušotini i zatvaraju otvor u hitnim situacijama (*Azar and Samuel, 2007*).

Ramski preventeri su veoma pouzdani, ali zahtevaju precizno usklađivanje sa prečnikom opreme. Obično se postavljaju ispod annularnog preventera i koriste se kao finalna mera ukoliko annularni ne uspe da zapečati otvor.

Savremeni BOP sistemi se aktiviraju hidrauličnim ili pneumatskim pritiskom, a u najsavremenijim uslovima i daljinski, iz kontrolne sobe ili sa površinske platforme. Svi preventeri moraju biti u skladu sa međunarodnim standardima kao što su API Spec 16A i 16D koji se redovno testiraju tokom bušenja (*Bourgoyne et al., 1986*). Pored sprečavanja izlivanja, preventeri omogućavaju i održavanje pritiska unutar bušotine, kontrolisano izduvavanje fluida, kao i omogućavaju bezbedno povlačenje alata u slučaju komplikacija. U realnom radu, preventeri predstavljaju granicu između normalnog procesa bušenja i potencijalne katastrofe. Uspešna aktiviranost i efikasnost BOP sistema direktno određuje bezbednost ljudi, opreme, ležišta i

životne sredine. Zbog toga se njihov dizajn, testiranje i održavanje sprovode sa najvišim nivoom tehničke pažnje (Mitchell, 1995; Rabia, 2002).

2.3.2. Hidraulični sistemi i linije za prigušivanje i izduvavanje

Hidraulični sistemi i linije za prigušivanje i izduvavanje predstavljaju ključni deo sigurnosne infrastrukture na ušću bušotine, jer omogućavaju kontrolu pritiska unutar bušotinskog otvora, posebno u vanrednim uslovima. U slučaju porasta pritiska ili pojave neočekivanog priliva fluida iz ležišta, zadatak ovih sistema je da omoguće kontrolisano prigušivanje pritiska, spreče izlivanje i obezbede uslove za siguran nastavak operacija ili zatvaranje bušotine. Centralnu ulogu ima hidraulični upravljački sistem, koji omogućava aktiviranje komponenti preventerskog sklopa (BOP), kao što su annularni i ramski preventeri. Upravljačka jedinica se sastoji od rezervoara za tečnost pod pritiskom, sistema za pumpanje i ventila koji omogućavaju precizno aktiviranje pojedinačnih elemenata na osnovu komanda operatera (Azar and Samuel, 2007). Pored upravljanja preventerima, sistem uključuje i linije za prigušivanje (choke lines) i linije za izduvavanje (kill lines).

Linije za prigušivanje omogućavaju kontrolisano ispuštanje fluida pod pritiskom iz bušotine kroz prigušni ventil (*choke manifold*), čime se održava stabilan pritisak unutar bušotine i sprečava nekontrolisano isticanje. Linije za izduvavanje koriste se za ubrizgavanje gustih fluida (na primer, tečnosti za ubijanje bušotine) unutar bušotinskog otvora, kako bi se suprotstavili pritiscima iz ležišta i stabilizovali uslovi unutar cevovoda. Ovi sistemi su obično povezani sa BOP sklopom i nalaze se u neposrednoj blizini bušotinske glave, a u ofšor uslovima često i u podvodnom okruženju. Da bi se obezbedila pouzdanost, hidraulični sistemi moraju imati dvostruku redukciju (redundancy), redovno održavanje i mogućnost ručnog i daljinskog upravljanja. Savremeni sistemi takođe uključuju senzore, alarme i automatsku dijagnostiku, što omogućava pravovremeno reagovanje u kritičnim trenucima (Mitchell, 1995; Bourgoyne et al., 1986). Bez pravilno dimenzionisanih i funkcionalnih prigušnih i izduvnih linija, nijedna bušotina ne može se smatrati tehnički ili operativno bezbednom, što čini ove sisteme nezamenljivim u svim fazama bušenja i proizvodnje.

2.3.3. Kriterijumi za izbor sigurnosne opreme

Izbor sigurnosne opreme na ušću bušotine zavisi od niza tehničkih, geoloških i operativnih parametara koji utiču na složenost i rizičnost bušenja. Osnovni kriterijum je maksimalni očekivani pritisak u formaciji (Maximum Anticipated Surface Pressure – MASP), koji direktno utiče na veličinu, tip i broj preventera u BOP sklopu. Takođe uz sve navedeno važno je uzeti u obzir tip bušotine (istražna, eksploataciona, injekciona) ali i samu lokaciju istraživanja. Ofšor bušotine zahtevaju složeniju i tehnički napredniju opremu u odnosu na onšor sisteme, zbog ograničenog pristupa i složenijeg okruženja (*Azar and Samuel, 2007*). Utvrđuju se i fluidna svojstva ležišta viskozitet, pritisak pare, prisustvo H₂S ili CO₂, jer prisustvo korozivnih ili toksičnih komponenti zahteva upotrebu materijala otpornih na hemijske uticaje. Takođe, izbor sigurnosne opreme uslovljen je tipom bušačke i proizvodne opreme odnosno prečnik bušačke cevi, prisustvo alata ili instrumenata u otvoru, kao i načini izvlačenja ili spuštanja opreme tokom normalnog rada. Značajan kriterijum je i nivo automatizacije i kontrole modernih sistema koji zahtevaju integraciju senzora, daljinske kontrole i sistema za rano upozoravanje. Upotreba hidrauličnih ili elektronskih kontrolnih jedinica mora biti usklađena sa međunarodnim standardima (npr. API Spec 16D). Dodatno, pri izboru sigurnosne opreme razmatra se ekonomska opravdanost: balansiranje troškova i stepena zaštite, uzimajući u obzir potencijalne rizike i posledice neuspeha u zatvaranju bušotine.

Na osnovu svega navedenog projektovanje sigurnosnog sistema nije rutinski proces, već interdisciplinarni inženjerski zadatak koji zahteva procenu geoloških modela, fluidne dinamike, pritiska, temperature i scenarija nesreća (*Bourgoyne et al., 1986; Mitchell, 1995*). Primena preventivnih bezbednosnih protokola i pažljivo dimenzioniranje opreme omogućavaju ne samo zaštitu ljudskih života i infrastrukture, već i očuvanje životne sredine i ukupne ekonomske efikasnosti projekta bušenja.

3. RAZRADA NAFTNOG LEŽIŠTA

Razrada naftnog ležišta predstavlja kritičnu fazu u razvoju svakog naftnog polja, u kojoj se teorijska saznanja i geološki podaci pretvaraju u konkretne operativne korake usmerene ka dobijanju komercijalnih količina nafte. Ona obuhvata niz tehničkih, tehnoloških i ekonomskih aktivnosti koje imaju za cilj maksimalno i racionalno iskorišćenje raspoloživih rezervi ugljovodonika, uz očuvanje integriteta samog ležišta i minimizovanje negativnog uticaja na životnu sredinu. U ovoj fazi donose se ključne odluke u vezi sa pozicioniranjem bušotina, izborom metoda eksploatacije, kontrolom rezervoarskog pritiska i dinamičkom analizom proizvodnje.

Planiranje razrade ležišta zahteva integraciju različitih disciplina od geologije, rezervoarskog inženjeringa i bušenja do ekonomije i upravljanja projektima. Posebna pažnja posvećuje se izboru najpogodnije strategije razrade, koja mora biti tehnički izvodljiva, ekonomski opravdana i prilagođena specifičnostima samog ležišta. Takođe, tokom razrade se uvode različiti tipovi bušotina od vertikalnih do složenih horizontalnih i koso-usmerenih sa ciljem da se obezbedi što veća kontaktna površina sa rezervoarom i poboljša dotok nafte. Osim svega navedenog potrebno je rešavati brojne tehničke probleme koji se mogu javiti tokom eksploatacije, kao što su oštećenja pribušotinske zone, taloženje materijala i potreba za intervencionim merama. U narednim potpoglavljima biće detaljno analizirani svi ključni aspekti razrade, počevši od planiranja i postavljanja proizvodnih ciljeva, preko izbora tipova bušotina, do identifikacije i rešavanja operativnih izazova koji mogu uticati na efikasnost proizvodnje.

3.1. Planiranje i metode razrade ležišta

Planiranje razrade naftnog ležišta predstavlja jednu od najvažnijih faza u životnom ciklusu proizvodnje nafte i gasa. U ovoj fazi se, na osnovu geoloških, geofizičkih, petrofizičkih i inženjerskih podataka, donose ključne tehničke i ekonomske odluke koje imaju direktan uticaj na efikasnost i održivost proizvodnje. Razrada ležišta podrazumeva niz integrisanih aktivnosti usmerenih ka racionalnom i maksimalno mogućem iskorišćenju rezervi ugljovodonika, uz istovremeno očuvanje energetskog potencijala rezervoara i minimizovanje negativnih efekata na okolinu. Cilj je ne samo obezbeđivanje stabilne i dugoročne proizvodnje, već i optimizacija investicija i operativnih troškova. U okviru planiranja razrade definiše se strategija eksploatacije, koja može biti konzervativna, agresivna ili optimizovana. Konzervativni pristup se primenjuje u početnim fazama razvoja ležišta ili kada postoji veliki stepen geološke ili tehničke neizvesnosti. Ova strategija se odlikuje ograničenim tempom bušenja i proizvodnje, pri čemu je primarni cilj prikupljanje dodatnih podataka i smanjenje rizika.

Nasuprot tome, agresivna strategija podrazumeva brzo aktiviranje proizvodnje uz primenu većeg broja bušotina i ubrzano povlačenje rezervi. Iako može obezbediti brži povraćaj investicije, ovaj pristup nosi rizik od prevremenog pada pritiska i smanjenja faktora iskorišćenja. Kao najefikasniji model danas se smatra optimizovana strategija, zasnovana na dinamičkom modelovanju rezervoara, primeni savremenih tehnologija za monitoring i kontinuirano prilagođavanje operativnih parametara u skladu sa promenama u rezervoaru i na tržištu (*Ahmed, 2018; Lake, 2014*).

Planiranje se vrši uz definisanje konkretnih proizvodnih ciljeva, koji mogu uključivati maksimiziranje faktora iskorišćenja rezervi (koji kod primarne eksploatacije iznosi između 5% i 30%, a može biti povećan na preko 50% primenom sekundarnih i tercijarnih metoda), očuvanje rezervoarskog pritiska, smanjenje tehničkih gubitaka i troškova, te očuvanje ekološke ravnoteže (*Dake, 2001; SPE, 2023*). Da bi se ti ciljevi postigli, potrebno je detaljno razmotriti sve relevantne tehničke i ekonomske faktore. Među tehničkim faktorima od ključnog značaja su geološke karakteristike ležišta, kao što su heterogenost, poroznost, propustljivost, debljina produktivnog sloja i prisustvo vodonosnika. Ovi parametri utiču na izbor tipa bušotina, rasporeda proizvodnje i potrebe za podrškom pritiska u rezervoaru. Takođe, tip fluida (nafta, gas, voda), njihova fizičko-hemijska svojstva (viskozitet, gustina, rastvoren gas) i prirodni pritisak imaju značajan uticaj na izbor metoda eksploatacije i očekivane stope proizvodnje. U slučaju da prirodni pritisak nije dovoljan za samotekuću proizvodnju, planiraju se sekundarne metode poput ubrizgavanja vode

ili gasa, a u kasnijim fazama i tercijarne metode kao što su hemijsko ubrizgavanje, termalne metode i korišćenje mikroba (*Tiab and Donaldson, 2015*).

Ekonomski faktori igraju podjednako važnu ulogu u planiranju razrade. Početna ulaganja, koja uključuju bušenje, izgradnju infrastrukture, opremu i logistiku, moraju se opravdati kroz projekcije proizvodnje i prodajnu cenu nafte. Pored toga, operativni troškovi održavanja, intervencija, energetskog utroška i upravljanja proizvodnjom moraju biti optimizovani. Savremeni pristupi planiranju koriste finansijske indikatore kao što su neto sadašnja vrednost (NPV), interna stopa povrata (IRR) i period povraćaja investicije (payback period) za procenu ukupne isplativosti različitih scenarija razrade (*Johnston, 2006*). Poseban uticaj ima cena nafte na globalnom tržištu, koja uslovljava da li će projekat biti ekonomski isplativ pri određenim uslovima proizvodnje (*BP, 2023*).

U cilju objektivne procene različitih opcija, sve češće se koriste kompjuterske simulacije i dinamički modeli rezervoara koji omogućavaju testiranje različitih scenarija eksploatacije u realnim uslovima. Na taj način se mogu optimizovati parametri kao što su razmeštaj bušotina, tempo proizvodnje, ubrizgavanje fluida i predikcija pada pritiska. Uspešno planiranje i implementacija metode razrade ležišta predstavljaju sinergiju nauke, inženjerstva i ekonomije, čiji je krajnji rezultat efikasna, isplativa i ekološki prihvatljiva eksploatacija ugljovodoničnih resursa.

3.2. Tipovi bušotina u procesu razrade

Izbor tipa bušotine predstavlja jednu od najvažnijih strateških i tehničkih odluka u procesu razrade naftnog ležišta. On ima direktan uticaj na čitav niz kritičnih parametara: stepen iskorišćenja rezervi, produktivnost bušotine, operativne troškove, kao i na sveukupnu ekonomsku opravdanost projekta. Tip bušotine određuje način na koji bušotinski sistem uspostavlja kontakt sa produktivnim slojem, odnosno koliku površinu naftonosne formacije će pokriti i pod kojim uslovima će se fluidi kretati ka površini. Geometrija bušotine (pravolinijska, zakrivljena, horizontalna) u velikoj meri definiše hidrodinamičke uslove toka nafte i gasa, ali i stepen kontrole nad eksploatacionim procesom.

U ranim fazama razvoja naftne industrije, većina bušotina bila je vertikalnog tipa, zbog relativne jednostavnosti izvođenja i ograničenih tehnoloških mogućnosti. Međutim, sa napretkom

bušotinske tehnologije i pojavom sofisticiranih alata za usmeravanje i kontrolu trajektorije, razvijene su koso-usmerene i horizontalne bušotine, koje omogućavaju znatno bolje iskorišćenje ležišta, posebno u uslovima gde je produktivni sloj tanak, fragmentisan ili geološki složen. Ovi savremeni tipovi bušotina omogućavaju precizno ciljanje najbogatijih zona unutar rezervoara, kao i obilazak fizičkih prepreka na površini ili pod zemljom.

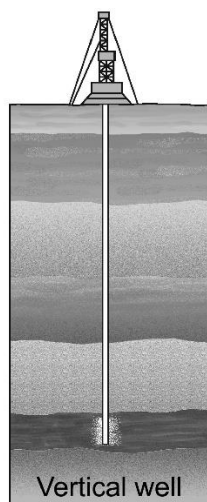
Pored tehničkih prednosti, izbor tipa bušotine uslovljen je i ekonomskim, ekološkim i operativnim faktorima. Na primer, u ofšor uslovima ili u ekološki osetljivim sredinama, usmerene i horizontalne bušotine omogućavaju eksploataciju velikih površina iz ograničenog broja platformi, čime se smanjuju infrastrukturni troškovi i uticaj na okolinu. Prema tome tip bušotine nije samo tehničko pitanje, već i rezultat multidisciplinarne analize koja uključuje inženjerske, geološke, finansijske i regulatorne aspekte.

3.2.1. Vertikalne bušotine

Vertikalne bušotine predstavljaju najstariji i tehnički najjednostavniji tip bušotina u naftnoj industriji. One se izvode pravolinijski, u smeru delovanja gravitacije, od površine zemlje do ciljane produktivne formacije. Zahvaljujući jednostavnom dizajnu i nižim tehničkim zahtevima, ove bušotine su finansijski isplativije i lakše za održavanje u poređenju sa složenijim tipovima, kao što su usmerene ili horizontalne bušotine (*Stanford University, 2023*). Još jedna značajna prednost je to što se vertikalne bušotine često koriste kao referentne za geološke i petrofizičke analize kao što je slučaj pri uzimanju kerna, merenju poroznosti, propustljivosti i zasićenosti, što je ključno u ranim fazama razvoja ležišta i planiranja proizvodnje.

Glavno ograničenje vertikalnih bušotina leži u relativno malom kontaktu sa produktivnim slojem. Kod tankih ili nagnutih rezervoara, ovaj tip bušotine prolazi samo kroz uski segment naftonosne zone, što smanjuje ukupni dotok fluida ka bušotini i samim tim ograničava produktivnost (*WallStreetMojo, 2023*). Studije pokazuju da su vertikalne bušotine manje efikasne u formacijama sa smanjenom prirodnom propustljivošću, u poređenju sa horizontalnim, koje omogućavaju znatno veći kontakt sa rezervoarom (*Mdpi, 2021*). Međutim, neka istraživanja ukazuju da se u određenim geološkim strukturama, kao što su prirodno frakturisani rezervoari, vertikalne bušotine i dalje mogu pokazati kao isplative i produktivne, posebno kada se primene novi modeli analize toka i produktivnosti (*Alghamdi et al., 2020*). Na slici 3, predstavljena je

ilustracija vertikalne bušotine, u kojoj bušotinski kanal ide pravo nadole, presecajući različite geološke slojeve bez horizontalnih iskrivljanja. Ovaj primer vizuelno naglašava jednostavnost, nisku troškovnu strukturu i relativno ograničen kontakt sa produktivnim slojem, karakterističan za vertikalne bušotine.



Slika 3. Prikaz vertikalne bušotine (https://www.researchgate.net/figure/A-conventional-vertical-well-A-and-an-unconventional-horizontal-well-B-Horizontal_fig13_322641749)

Savremene metode simulacije, kao što su IPR (*Inflow Performance Relationship*) modeli u kombinaciji sa konceptima dvostruke poroznosti i propustljivosti, omogućavaju precizniju prognozu ponašanja vertikalnih bušotina u kompleksnim rezervoarskim uslovima (*Moghadam et al., 2020*). Ekonomska isplativost vertikalnih bušotina ostaje visoka u jednostavnim, homogenim ležištima sa dobrim prirodnim karakteristikama fluida i stene. U takvim uslovima, niža početna ulaganja i kraće vreme bušenja omogućavaju brži povraćaj investicije u poređenju sa naprednijim tipovima bušotina (*Stanford University, 2023; Academia.edu, 2020*). Iako se u savremenoj industriji sve više koriste koso-usmerene i horizontalne bušotine, vertikalne i dalje zauzimaju značajno mesto u strategiji razrade ležišta bilo kao osnovne proizvodne jedinice ili polazne tačke za bušenje kompleksnijih konfiguracija.

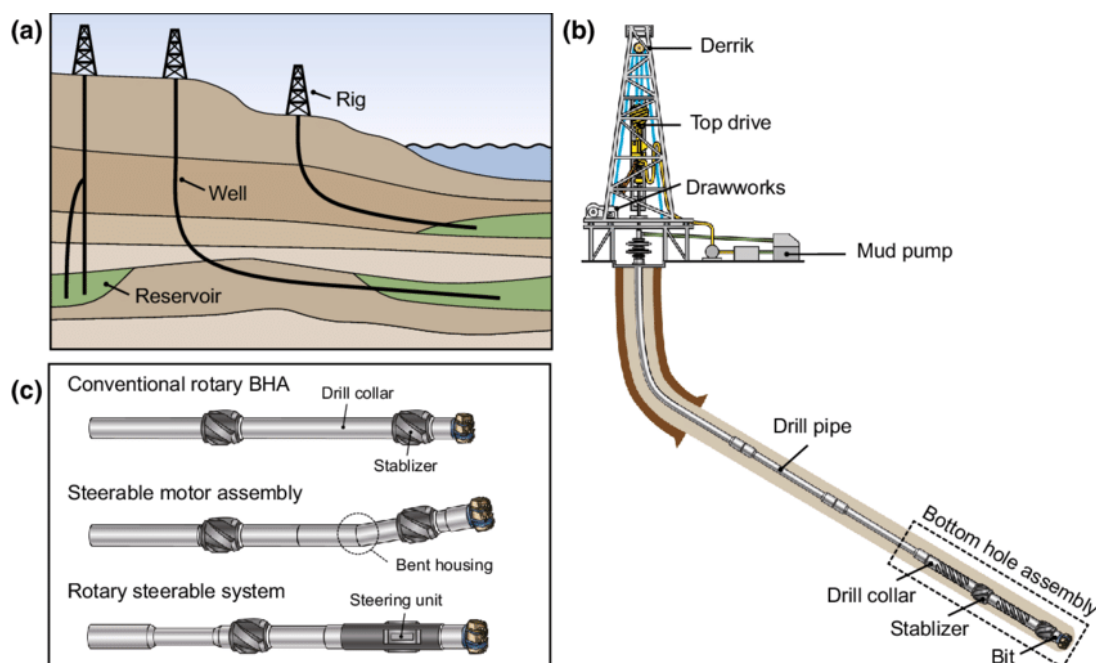
3.2.2. Koso-usmerene bušotine

Koso-usmerene bušotine predstavljaju tehnološki napredniju varijantu klasičnog vertikalnog bušenja i koriste se u situacijama kada rezervoar nije direktno ispod bušotinske lokacije ili kada je potrebno bušiti pod određenim uglom kako bi se obišao određeni prostorni ili geološki element. Trajektorija ovakvih bušotina počinje kao vertikalna, ali se postepeno odvaja pod kontrolisanim uglom, formirajući blagu ili izraženu krivu, u cilju da se dostigne precizno definisana zona unutar rezervoara. Osnovna prednost koso-usmerenih bušotina je mogućnost da se ciljana produktivna zona dostigne sa površine koja ne mora biti direktno iznad rezervoara, što je izuzetno važno u urbanim, ekološki osetljivim, ili teško dostupnim područjima (*Kaiser and Pulsipher, 2020*).

U poređenju sa vertikalnim bušotinama, koso-usmerene bušotine omogućavaju veći operativni fleksibilitet. Jedna bušotinska platforma može da služi kao polazište za više koso-usmerenih bušotina koje ciljaju različite delove istog rezervoara. Ova tehnika se često koristi u ofšor uslovima (npr. na morskim platformama), gde je broj bušotinskih lokacija ograničen, ali je potrebno pristupiti velikoj površini produktivnog sloja. Osim toga, koso-usmerene bušotine omogućavaju efikasno eksploatisanje ležišta u kojima je produktivna zona nagnuta ili dislocirana usled tektonike (*Bourgoyne et al., 2017*). Inženjerski gledano, precizna kontrola putanje bušotine postiže se korišćenjem specijalizovanih alata za merenje devijacije i rotaciono-usmeravajućih sistema (*Rotary Steerable Systems – RSS*), što značajno povećava preciznost bušenja. Savremena tehnologija omogućava konstantno praćenje putanje bušotine u realnom vremenu uz mogućnost korekcije ugla i smera u dubini, što je od velikog značaja za bezbednost i produktivnost projekta (*Azar and Samuel, 2021*). Svako odstupanje od planirane trajektorije (tzv. devijacija) pažljivo se prati i upoređuje sa simulacionim modelima da bi se obezbedilo ciljanje najbogatijih zona u rezervoaru.

Iako je bušenje koso-usmerenih bušotina skuplje u odnosu na klasične vertikalne, prednosti koje pružaju u pogledu dometa, fleksibilnosti i iskorišćenja rezervoara često opravdavaju veće troškove. U praksi se pokazalo da ovakve bušotine imaju bolje rezultate u pogledu produktivnosti i efikasnosti, posebno u rezervoarima složene geometrije. Takođe, one omogućavaju eksploataciju nafte ispod infrastrukture (puteva, naselja, industrijskih zona) bez potrebe za relokacijom površinskih objekata ili remećenjem postojećeg okruženja (*Rassenfoss, 2022*). Na slici 4, prikazan je tipičan primer koso-usmerene bušotine. Bušotina počinje kao vertikalna u svojoj inicijalnoj sekciji, nakon čega se, u tački takozvanog „kick-off“-a, postepeno

odvaja od vertikale i nastavlja pod određenim uglom ka ciljanoj zoni unutar rezervoara. Ovakva geometrija omogućava bušenje ka produktivnim zonama koje se ne nalaze direktno ispod bušotinske lokacije na površini, čime se postiže veća fleksibilnost u eksploataciji, posebno u uslovima ograničenja na terenu ili u ofšor okruženjima.



Slika 4. Šematski prikaz koso-usmerene bušotine (Zhang et al., 2019)

3.2.3. Horizontalne bušotine

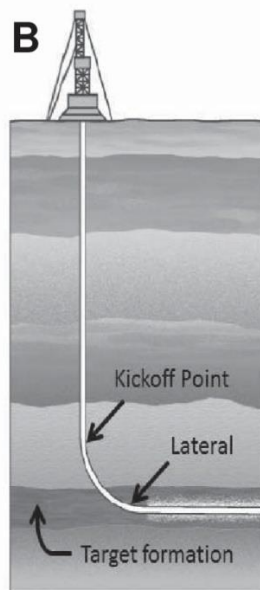
Horizontalne bušotine predstavljaju jedan od najznačajnijih tehnoloških napretaka u razvoju naftne i gasne industrije, posebno u poslednjih nekoliko decenija. One se buše tako što nakon inicijalne vertikalne sekcije dolazi do postupene promene ugla tzv. "build-up" sekcije koja prelazi u horizontalni segment, pri čemu bušotina nastavlja da prati produktivni sloj rezervoara dužinom od nekoliko stotina, pa i hiljada metara. Osnovni cilj horizontalnog bušenja je maksimiziranje površine kontakta između bušotine i naftonosne formacije, čime se omogućava značajno veći dotok fluida u poređenju sa vertikalnim i koso-usmerenim bušotinama (Gidley et al., 2020). Ovaj tip bušotine je posebno efikasan u uslovima kada je produktivni sloj tanak, stratigrafski ograničen ili ima nisku prirodnu propustljivost. Umesto da bušotina prelazi samo

jedan tačkast presek sloja, kao kod vertikalnog bušenja, horizontalna bušotina se postavlja paralelno sa slojem, čime se omogućava bolja eksploatacija dostupnih rezervi. Takav pristup je standard u eksploataciji teško dostupnih formacija, kao što su škrile (shale formations), tj. kod nekonvencionalnih resursa, gde je protok u vertikalnom pravcu vrlo ograničen (*King, 2019*).

Horizontalne bušotine takođe nude veliku prednost u upravljanju višefaznim rezervoarima. Njihova geometrija omogućava bolju kontrolu nad proizvodnjom gasa, nafte i vode, jer se može pažljivo pozicionirati unutar formacije kako bi se izbegla neželjena proizvodnja vode iz podnožja rezervoara ili gasa iz vrha. Zahvaljujući razvoju tehnologija kao što su Measurement While Drilling (MWD) i Logging While Drilling (LWD), tokom bušenja je moguće u realnom vremenu pratiti položaj bušotine u odnosu na formaciju i prilagoditi smer bušenja kako bi se održao optimalan kontakt sa rezervoarom (*Economides et al., 2013*).

Iako bušenje i održavanje horizontalnih bušotina zahtevaju veća početna ulaganja i tehnički složeniju opremu, brojne studije pokazuju da one postižu znatno višu produktivnost po jedinici bušotine, kao i bolju ekonomsku opravdanost na duži rok. U nekim slučajevima, horizontalne bušotine mogu zameniti nekoliko vertikalnih, čime se smanjuje broj potrebnih bušotinskih lokacija, smanjuje uticaj na okolinu i optimizuje ukupna infrastruktura polja (*Lake et al., 2022*).

Zbog svih navedenih prednosti, horizontalne bušotine danas predstavljaju standardnu tehnološku opciju u velikom broju eksploatacionih projekata, kako u konvencionalnim tako i u nekonvencionalnim rezervoarima. Njihova primena se posebno intenzivira u projektima koji uključuju frakturiranje stene, injekciju fluida, kao i u visokoproduktivnim ofšor poljima. Na slici 5, predstavljen je izgled horizontalne bušotine.



Slika 5. Prikaz horizontalne bušotine (https://www.researchgate.net/figure/A-conventional-vertical-well-A-and-an-unconventional-horizontal-well-B-Horizontal_fig13_322641749)

3.3. Problemi tokom razrade ležišta

Tokom razrade naftnog ležišta, bez obzira na kvalitet projektovanja i inicijalno dobru proizvodnju, često se javljaju tehnički problemi koji direktno utiču na efikasnost eksploatacije, stabilnost protoka i ekonomsku opravdanost proizvodnje. Ovi problemi najčešće nastaju u zoni oko bušotine, u tzv. pribušotinskoj zoni, koja predstavlja kritični interfejs između rezervoarske stene i proizvodne opreme. Promene u svojstvima stene, fizičko-hemijske interakcije između bušotinskih fluida i rezervoara kao i mehanička oštećenja tokom bušenja ili eksploatacije, mogu dovesti do smanjenja produktivnosti i zahtevanja intervencionih mera.

Jedan od najčešćih problema je smanjenje dotoka fluida ka bušotini usled oštećenja pribušotinske zone. Ovo oštećenje može biti posledica migracije finog materijala, taloženja čvrstih čestica, kolapsa pornih kanala usled promena pritiska, ili prodora filtera i čestica iz bušotinske tečnosti u stenu. Kao rezultat svega navedenog dolazi do smanjenja efektivne propustljivosti u zoni od nekoliko desetina centimetara oko bušotine, što značajno umanjuje ukupni protok. Prema podacima iz industrije, čak i relativno tanak sloj oštećene stene može dovesti do smanjenja produktivnosti za više od 50% u odnosu na inicijalne vrednosti. Ovo stanje

se često naziva „skin effect“ i meri se kao dodatni otpor toku u odnosu na čistu bušotinu (*Economides et al., 2013*).

Drugi važan problem u razradi ležišta jeste taloženje materijala i formiranje isplaćnog kolača na zidovima bušotine ili unutar perforacionih kanala. Tokom bušenja i proizvodnje, u bušotinu se uvode različiti fluidi (bušotinska tečnost, cement, inhibitori), koji mogu ostavljati taloge, naročito u zoni sa promenljivom temperaturom i pritiskom. Filtracioni sloj koji se formira na kontaktu bušotinske tečnosti i rezervoarske stene može smanjiti protok ali i dovesti do potpune blokade celog sistema u okolini bušotine. Osim što smanjuje produktivnost, ovaj proces može izazvati i sekundarne efekte kao što su pojava diferencijalnog prihvata alata (differential sticking) i probleme pri spuštanju i vađenju instrumenata iz bušotine (*Gray et al., 2021*). Hemijski sastav bušotinske tečnosti, kao i tip stena i mineralizacija fluida, igraju ključnu ulogu u tome koliko će doći do interakcija i taloženja.

U mnogim slučajevima, nakon određenog perioda proizvodnje, javlja se potreba za dodatnim intervencijama u bušotini radi obnavljanja proizvodnih kapaciteta. Najčešće mere uključuju reperforaciju, čime se aktiviraju nove zone unutar produktivnog sloja, ili se otvaraju ranije zatvoreni kanali zbog smanjenog pritiska ili mehaničkog oštećenja. Pored toga, primenjuju se metode poput hemijske stimulacije (acidizacija), hidrauličnog frakturiranja kao i uvođenje naprednih tehnologija za čišćenje pribušotinske zone. U novije vreme, koriste se i tehnologije bazirane na nanomaterijalima i inteligentnim fluidima, koji omogućavaju selektivno uklanjanje depozita i poboljšanje protoka bez mehaničke intervencije. Svrha svih ovih mera je smanjenje efekta povećanja efektivne površine toka i produženje ekonomskog veka bušotine (*Bellarby, 2009*).

Rano prepoznavanje ovih problema, kao i njihovo praćenje kroz monitoring sisteme, ključni su za održivu proizvodnju i optimizaciju rada polja. Savremeni sistemi za nadzor, u kombinaciji sa analizom podataka u realnom vremenu, omogućavaju brzo otkrivanje abnormalnosti u protoku, pritisku ili sastavu fluida, čime se blagovremeno planiraju korektivne mere. Profesionalno upravljanje ovim problemima ne samo da povećava proizvodnju, već i značajno smanjuje operativne troškove, sprečava trajna oštećenja i omogućava duže i stabilnije iskorišćenje rezervi.

4. TEHNOLOGIJA IZRADE BUŠOTINE

Izrada bušotine predstavlja jedan od najznačajnijih i tehnološki najzahtevnijih procesa u okviru istraživanja i eksploatacije nafte i gasa. Cilj ovog procesa je da se obezbedi bezbedan, stabilan i ekonomski održiv put do produktivnih rezervoara, uz minimalan uticaj na okolinu i optimalnu kontrolu nad tokovima fluida. Savremene tehnologije bušenja obuhvataju niz međusobno povezanih faza: od inicijalne pripreme i izbora lokacije, preko same mehaničke izrade bušotine i njene konstrukcije, do perforacije, definisanja dotoka i primene mera zaštite pribušotinske zone. Posebna pažnja se posvećuje preventivnim tehnikama i sigurnosnoj opremi, koje imaju ključnu ulogu u sprečavanju neželjenih događaja kao što su erupcije, curenja ili oštećenja ležišta. Ovo poglavlje detaljno razmatra sve faze i komponente tehnološkog procesa

izrade bušotine, sa akcentom na primenu savremenih inženjerskih rešenja i dobrih industrijskih praksi.

4.1. Faze bušenja i izrade bušotine

Proces izrade bušotine predstavlja temeljnu tehnološku aktivnost u okviru istraživanja i eksploatacije ugljovodonika. On podrazumeva složenu seriju inženjerskih operacija koje se sprovode u fazama, sa ciljem bezbednog i efikasnog otvaranja podzemnih rezervoara. Svaka pojedinačna faza od pripremnih aktivnosti i izbora lokacije, preko mehaničkog bušenja i konstrukcije do cementiranja i završnih radova zahteva precizno planiranje, tehničku izvedbu i integraciju različitih inženjerskih disciplina (*Radović, 2014*). Uspešna realizacija ovih faza direktno utiče na produktivnost bušotine, bezbednost ljudstva i zaštitu životne sredine (*Marković, 2017*).

Pripremna faza predstavlja polaznu tačku u izradi bušotine i obuhvata niz aktivnosti neophodnih za definisanje najpovoljnije lokacije i tehničko-tehnoloških uslova bušenja. Osnovu ovog procesa čini interpretacija geoloških, geofizičkih i hidrodinamičkih podataka, prikupljenih tokom prethodnih istraživanja (*Jovanovic, 2012*). Analizom struktura, litologije i fluidskih svojstava stenskih masa vrši se selekcija perspektivnih tačaka za bušenje. Kriterijumi za izbor lokacije uključuju:

- Geološki model i očekivanu dubinu rezervoara
- Strukturnu stabilnost terena i tektoničke uslove
- Pristupnost i logističku podršku (putevi, energija, voda)
- Ekološke i regulatorne ograničenja
- Tehničko-ekonomske indikatore projekta (*Petrovic, 2015*)

Uz sve navedeno u pripremnoj fazi se vrši i uređenje terena, postavljanje osnovne infrastrukture (bušna platforma, rezervoari za fluide, kanalizacioni sistem), kao i obezbeđivanje neophodnih dozvola i saglasnosti od nadležnih institucija (*Mihajlovic et al., 2016*).

Bušenje predstavlja centralnu tehničku fazu u procesu izrade bušotine, u kojoj se mehaničkim putem probija stena do željene dubine. Uobičajena tehnologija podrazumeva

rotaciono bušenje, gde se bušno vreteno okreće i prenosi obrtni moment na bušnu glavu, omogućavajući prodiranje kroz stenske mase (*Tanasic, 2013*). U nekim slučajevima koristi se i turbinsko bušenje, posebno pri velikoj dubini i specifičnim geološkim uslovima. Bušenje se izvodi sekcijama različitog prečnika, pri čemu se nakon svake faze postavlja kućište (bursa) i vrši cementiranje. Osnovni tehnološki elementi ove faze su:

- Kontrola bušotinskog pritiska upotrebom bušotinskih fluida (mulja)
- Kontinualni monitoring parametara: dubina, obrtni moment, hidraulični pritisak, temperatura
- Postavljanje i cementiranje kućišta u cilju stabilizacije zidova bušotine
- Upotreba međusobno kompatibilnih fluida radi sprečavanja oštećenja formacije (*Stankovic, 2011*)

Tokom bušenja, posebna pažnja se posvećuje kontroli neočekivanih situacija kao što su gubitak cirkulacije, prisustvo gasa u bušotinskoj koloni ili otklon od projektovanog trajektorijalnog pravca. Precizna konstrukcija bušotine, definisana projektnom dokumentacijom i inženjerskim standardima, osnov je za kasniju produktivnost i bezbednost (*Kovacevic, 2014*).

Cementiranje je ključna operacija koja se sprovodi nakon postavljanja kućišta, a ima za cilj da obezbedi hidrauličku izolaciju između formacija kao i mehaničku stabilnost kompletne bušotine. Cementni mulj se ubrizgava u prostor između kućišta i zida bušotine, čime se stvara trajna barijera protiv migracije fluida i sprečava mešanje produkcionih i nepoželjnih zoni (*Đurđević, 2010*). Kvalitet cementacije zavisi od:

- Formulacije cementnog mulja (gustina, viskoznost, vreme vezivanja)
- Temperaturnih i pritisnih uslova u bušotini
- Efikasnosti centriranja i čišćenja pre cementiranja
- Dizajna cementnog rasporeda (plug and displacement technique) (*Milic, 2018*)

Po završetku cementiranja, vrše se završni radovi koji obuhvataju čišćenje bušotine, provođenje testova čvrstoće cementa, pripremu za perforaciju i ugradnju trajne opreme. Ovaj

segment obuhvata i prvu ocenu produktivnog potencijala bušotine i pripremu za prelazak u fazu testiranja ili eksploatacije (Popovic, 2019).

4.2. Perforacija i definisanje dotoka

Nakon uspešne izrade i cementiranja bušotine, sledi faza uspostavljanja hidrauličke komunikacije između ležišta i unutrašnjosti bušotine. Taj proces se ostvaruje perforacijom odnosno mehaničkim probijanjem cementnog prstena i kućišta na nivou produkcione zone, čime se omogućava protok fluida u cevovodni sistem (Đurđević, 2010). Cilj perforacije nije samo stvaranje otvora, već obezbeđivanje efikasnog, kontrolisanog i stabilnog dotoka ugljovodonika, bez kontaminacije bušotinskih fluida i bez oštećenja produkcione zone. U tom smislu, izbor metode perforacije i način kontrole dotoka predstavljaju ključne odluke u završnim radovima na bušotini (Popović, 2019).

Metode perforacije razvijale su se paralelno sa napretkom u oružnoj i materijalnoj tehnologiji s ciljem povećanja preciznosti, dubine penetracije i smanjenja oštećenja formacije. Najzastupljenije tehnike perforacije u savremenoj praksi su:

a) Eksplozivna perforacija (gravitaciona i spiralna)

Najčešće korišćena metoda, u kojoj se koriste šuplji eksplozivni punjevi (tzv. „šaperoni“) koji pod visokim pritiskom stvaraju tanke, duboke kanale u kućištu i cementu, prodirući u formaciju (Tanasić, 2013). Eksplozivi se aktiviraju električno ili hidraulično, a rasporede se po obimu kućišta u određenim ugaonim intervalima (npr. 60°, 90°, 120°). Prednosti i nedostaci eksplozivne metode predstavljeni su tabeli 1:

Tabela 1. Prednosti i nedostaci eksplozivne metode perforacije

Prednosti	Nedostaci
Brza implementacija	Mogućnost mehaničkog oštećenja stena
Velika dubina penetracije (do 50 cm u formaciji)	Loša efikasnost u slabo propustljivim formacijama

Mogućnost primene na velikim dubinama i visokim temperaturama	Potencijalni rizik od oštećenja opreme
---	--

b) Abrazivna perforacija (vodeni mlaz pod pritiskom)

Abrazivna metoda koristi koncentrisani mlaz fluida (voda sa peskom ili keramičkim materijalom) pod ultra visokim pritiskom (>1000 bara) za sečenje kućišta i cementa (*Stanković, 2011*). Najčešće se koristi u horizontalnim bušotinama i u zonama gde je mehanička stabilnost kritična. Prednosti i nedostaci eksplozivne metode predstavljeni su tabeli 2:

Tabela 2. Prednosti i nedostaci abrazivne metode perforacije

Prednosti	Nedostaci
Minimalna oštećenja formacije	Zahteva specijalizovanu opremu
Veća kontrola dužine i oblika otvora	Sporiji proces
Pogodna za re-perforaciju	Potencijalni rizik od oštećenja opreme

v) Mehanička perforacija (probijanje kućišta alatima)

Ova metoda ima ređu primenu u praksi, a zasniva se na primeni mehaničkih igli ili eksera za stvaranje otvora. Danas se primenjuje uglavnom u specijalizovanim uslovima, kao što su testiranja na plitkim dubinama ili u naučne svrhe (*Kovačević, 2014*).

Nakon izvršene perforacije, naredni korak je kontrola i optimizacija dotoka, kako bi se osigurala stabilna i efikasna eksploatacija. Nepravilno izvedena perforacija ili neprilagođeni uslovi mogu dovesti do:

- Invazije fluida u formaciju (kontaminacija)
- Oštećenja poroznosti i smanjenja propustljivosti
- Nekonrolisanog dotoka gasa ili vode

Ključni faktori kontrole dotoka mogu se podeliti na:

1. Dizajn perforacionog intervala

Izbor dubine i dužine perforacije mora biti zasnovan na geološkim i geomehaničkim podacima. Preporučuje se izvođenje perforacije isključivo u zoni najveće poroznosti i zasićenja ugljovodonicima (*Marković, 2017*).

2. Primena testiranja produkcije. Omogućava analizu pritiska i protoka nakon perforacije. Na osnovu rezultata određuje se potencijal ležišta i potreba za dodatnim merama kao što su stimulativni tretmani (*Radović, 2014*).

3. Stimulacija produkcione zone

Ako se utvrdi slabi dotok, mogu se primeniti metode poput kiseljenja (acidizing) za čišćenje perforacionih kanala ili hidrauličkog frakturiranja radi povećanja propusnosti (*Milić, 2018*).

4. Kontrola peska

U slabokonsolidovanim formacijama često dolazi do produkcije peska. U tom slučaju primenjuju se filter-cevi, peskolovci ili gravel-pak tehnologije za zadržavanje čvrstih čestica (*Petrović, 2015*).

Optimizacija dotoka zahteva kontinualni monitoring parametara produkcije, primenu automatizovanih sistema za nadzor i adaptivni inženjering koji odgovara na promene u dinamici ležišta.

4.3. Preventivne mere za zaštitu pribušotinske zone tokom izrade

Zaštita pribušotinske zone tokom izrade predstavlja jedan od ključnih aspekata u procesu bušenja, jer značajno utiče na kasniju produktivnost i stabilnost bušotine. Oštećenja u zoni oko bušotine, poznata kao *near-wellbore damage*, dovode do smanjenja efektivne poroznosti i propustljivosti rezervoara, čime se direktno umanjuje prinos ugljovodonika, povećava potreba za

intervencijama i ugrožava ekonomska opravdanost projekta (*Todorović, 2019; Knežević, 2020*). Okarakterisana oštećenja najčešće nastaju kao posledica invazije bušotinskih fluida, mehaničkih naprezanja, hemijske reaktivnosti između fluida i stena, kao i mikrobioloških procesa unutar formacije.

Preventivni pristup podrazumeva primenu inženjerskih i tehnoloških rešenja usmerenih na očuvanje prirodnih karakteristika rezervoara. Od ključnog je značaja kontrola invazije fluida tokom bušenja, za šta se koriste muljevi sa specijalno dizajniranim česticama koje formiraju zaštitni sloj (*filter cake*) na zidu bušotine, sprečavajući prodiranje mulja u porozni medijum (*Pavlović, 2021*). Istovremeno, veoma je važno adekvatno upravljati pritiskom u bušotini tako da težina fluida bude uravnotežena sa formacijskim pritiskom u suprotnom, može doći do frakturiranja stena ili do ulaska neželjenih fluida u bušotinu (*Jelić, 2018*).

Upotreba kvalitetnog kućišta, uz precizno izvedeno cementiranje, predstavlja osnovnu tehničku meru za stabilizaciju zidova bušotine, posebno u rasednim zonama i slojevima sa slabom kompaktnošću. Pored toga, potrebno je strogo ograničiti vreme tokom kojeg je produkciona zona izložena bušotinskim fluidima, jer produžena ekspozicija povećava rizik od hemijske degradacije stenskog materijala (*Rakić, 2020*).

Drugi važan segment preventivnih mera je upotreba kompatibilnih fluida, čiji hemijski sastav mora biti usklađen sa mineraloškom i hidrohemijom prirodom formacije. Nesaglasnosti u pH vrednosti, salinitetu, temperaturi ili sastavu jona mogu dovesti do širenja glinastih čestica, taloženja mineralnih soli u porama ili stvaranja emulzija koje blokiraju dotok (*Savić, 2022*).

U praktičnoj primeni, fluidima se često dodaju inhibitori, kao što su soli kalijuma ili organski polimeri, koji stabilizuju strukturu gline i sprečavaju disperziju. U formacijama sa izraženom osetljivošću, koriste se besolni ili polimerni fluidi koji imaju minimalnu hemijsku interakciju sa formacijom i pokazuju dobru termičku i reološku stabilnost (*Milutinović, 2021*). Pre procesa cementiranja, primenjuju se procedure kao što su *preflush* i *spacer*, čiji je cilj uklanjanje ostataka mulja sa površine stena i pripremanje zone kontakta za bolju adheziju cementa.

Celokupan proces zaštite pribušotinske zone mora biti zasnovan na integraciji podataka iz geologije, petrofizike i bušanja uz kontinuirano praćenje parametara u realnom vremenu. Samo takav multidisciplinarni pristup omogućava očuvanje rezervoarskog potencijala i dugoročnu stabilnost bušotine.

4.4. Uloga i značaj sigurnosne opreme u toku izrade bušotine

Sigurnosna oprema predstavlja kritičnu komponentu u tehnološkom procesu izrade bušotine, čija je osnovna funkcija zaštita ljudstva, opreme, životne sredine i same bušotine od nekontrolisanih i potencijalno katastrofalnih događaja kao što su erupcije, izlivanja fluida, požari i eksplozije. Savremene bušotine, posebno one velikog pritiska i temperature (HPHT), zahtevaju visoko pouzdane sisteme za kontrolu pritiska i sigurnost, dizajnirane u skladu sa međunarodnim standardima (npr. *API Spec 16A, ISO 13533*) (Nikolić, 2021).

Najvažniji element sistema bezbednosti je uređaj za sprečavanje erupcije tzv. *Blowout Preventer* (BOP), koji se montira na usta bušotine i omogućava mehaničko zatvaranje bušotinskog prostora u slučaju nekontrolisanog dotoka fluida. BOP može biti anularnog ili ramnog tipa, a često se koristi u kombinaciji više jedinica u sistemu tzv. *BOP stack* (Đukić, 2020). Osnovni zahtevi za ovu opremu uključuju: brzu reakciju, visok pritisni kapacitet, pouzdano zaptivanje i jednostavnu kontrolu u vanrednim uslovima. Pored uređaja za sprečavanje erupcije, u sastav sigurnosne opreme ulaze i sledeći sistemi:

- Kontrolni paneli i hidraulični sistemi za aktiviranje BOP-a
- Sigurnosni ventili i linije za odvođenje fluida (choke and kill lines)
- Senzori pritiska i temperature u realnom vremenu
- Automatski alarmni sistemi i sistemi za isključenje napajanja (ESD – Emergency Shut Down)

Prevenција erupcija zasniva se na kombinovanju tehnoloških mera i protokola obuke, uz neprekidno praćenje bušotinskih parametara. Ključni indikatori koji mogu ukazivati na mogućnost nailaska na zonu visokog pritiska uključuju naglo povećanje povratnog protoka, smanjenje gustine bušotinskog fluida, kao i pojavu gasnih mehurića na površini (Stevanović, 2019). Međutim, prisustvo sigurnosne opreme nije dovoljno bez sistematičnog i redovnog održavanja. Svaka komponenta mora biti predmet planiranih inspekcija, funkcionalnih testiranja i kalibracija u skladu sa unapred definisanim planom održavanja. Preporučuje se da se BOP testira u intervalima od 7 do 14 dana, ili češće u zavisnosti od uslova bušenja (Petrović and Vuković,

2020). Testiranje uključuje provere zaptivki, hidrauličnih linija, kontrolnih signala i integraciju sa alarmnim sistemom.

Upotreba digitalnih sistema za monitoring i dijagnostiku znatno poboljšava pouzdanost i efikasnost upravljanja sigurnosnom opremom. Integrisani SCADA sistemi, senzori pritiska i automatske kontrole omogućavaju ranu detekciju potencijalnih kvarova i brz odgovor na abnormalnosti u sistemu (*Ristić, 2022*).

5. TEHNOLOGIJA PROIZVODNJE LEŽIŠNIH FLUIDA

Proizvodnja ležišnih fluida predstavlja centralni segment u naftnoj i gasnoj industriji, jer direktno određuje količinu i ekonomičnost dobijenih energenata iz podzemnih rezervoara. Proces obuhvata čitav niz inženjerskih, tehnoloških i hidrodinamičkih aktivnosti kojima se omogućava izvlačenje nafte, gasa i vode na površinu. Razumevanje tehnologije proizvodnje ležišnih fluida podrazumeva poznavanje prirode ležišta, svojstava fluida, primene odgovarajuće opreme i metoda, kao i stalno praćenje i optimizaciju proizvodnog sistema. U nastavku će biti prikazani osnovni principi proizvodnje, faktori koji utiču na produktivnost, metode poboljšanja dotoka, kao i praćenje i analiza parametara proizvodnje.

5.1. Proces proizvodnje i osnovni principi

Proizvodnja ležišnih fluida predstavlja ključnu fazu u životnom ciklusu eksploatacije ugljovodoničnih ležišta. Ona podrazumeva niz međusobno povezanih tehničkih, hidrodinamičkih i inženjerskih procesa koji omogućavaju izvlačenje fluida iz podzemnog rezervoara na površinu. Osnovu proizvodnje čini postojanje dovoljne razlike u pritisku između fluida u ležištu i površinskih instalacija. Dok je u početnoj fazi proizvodnja često rezultat prirodne energije ležišta, kako ta energija slabi, uvode se veštački sistemi podsticaja kako bi se obezbedio kontinuitet i stabilnost eksploatacije (*Ahmed, 2010*). Osnovne faze proizvodnog procesa dele se na:

1. Bušenje i kompletiranje bušotine

Prvi korak u procesu proizvodnje ležišnih fluida je bušenje bušotine koja omogućava komunikaciju između površine i produktivnog sloja. Ovaj proces podrazumeva upotrebu bušačkih alata i fluida kako bi se obezbedila stabilnost stena, sprečio kolaps zidova i regulisao pritisak. Nakon bušenja, bušotina se kompletira postavljanjem proizvodne kolone (tubing), cementiranjem i izvođenjem perforacija, čime se otvara prolaz ka zoni fluida (*Bourgoyne et al., 1986*). Pravilno kompletiranje bušotine ima direktan uticaj na produktivnost i dugoročnu stabilnost proizvodnje.

2. Prirodni tok (natural flow)

Ako je pritisak u ležištu dovoljno visok u odnosu na pritisak u bušotini, fluid može samostalno dospeti do površine. Ovo stanje se naziva prirodni tok i najčešće se javlja u ranim fazama eksploatacije, kada ležišna energija nije značajno iscrpljena. Tipični mehanizmi prirodnog podsticaja su: rastvoreni gas, vodeni potisak (aquifer drive), gravitacioni potencijal i ekspanzija gasa (*Dake, 2001*).

3. Veštački podsticaj (artificial lift)

Sa padom prirodnog pritiska u ležištu javlja se potreba za primenom veštačkih metoda podizanja fluida. Izbor metode zavisi od karakteristika bušotine, fluida i ekonomskih uslova. Najčešće primene obuhvataju:

- **Šipkaste pumpe (Rod Pumps)** – pogodne za plitke i srednje duboke bušotine.
- **Elektropotopljene pumpe (ESP)** – primenljive u dubokim bušotinama sa velikim protokom.
- **Gas-lift sistemi** – koriste komprimovani gas za smanjenje gustine stuba fluida.
- **Hidrauličke pumpe** – omogućavaju kontrolu protoka u različitim uslovima (*Brown, 1984*).

Pravilno dimenzionisanje i upravljanje sistemom veštačkog podsticaja značajno utiče na efikasnost proizvodnje. Nakon izvlačenja na površinu, ležišni fluidi prolaze kroz proces

odvajanja u naftno-gasnoj stanici. Cilj je razdvajanje nafte, gasa i vode, kao i stabilizacija nafte za dalji transport ili skladištenje. Uobičajene jedinice površinske obrade uključuju gravitacione separatore, grejače, degasere i filtere (GPSA, 2004). Osim toga, na površini se vrše merenja protoka, pritiska, temperature i drugih parametara koji omogućavaju kontrolu i optimizaciju proizvodnje.

Proces protoka fluida iz rezervoara do bušotinskog okna opisuje se primenom Darsijevog zakona, koji predstavlja osnovu rezervoarskog inženjerstva:

$$q = \frac{kA}{\mu} + \frac{(P_r - P_w)}{L} \quad (1)$$

gde su:

- q – zapreminska brzina protoka ($\text{m}^3/\text{po danu}$),
- k – propustljivost stene (mD),
- A – površina poprečnog preseka protoka (m^2),
- μ – viskoznost fluida (cP),
- P_r - pritisak u rezervoaru (bar),
- P_w – pritisak u bušotini (bar),
- L – dužina putanje protoka (m) (Ahmed, 2010).

Ovaj odnos pokazuje da na produktivnost bušotine utiču geološki faktori (propustljivost i debljina sloja), svojstva fluida (gustina i viskoznost) i operativni uslovi (pritisci). U realnim uslovima, retko se sreće jednofazni protok. Umesto toga, najčešće dolazi do multifaznog protoka, gde se nafta, gas i voda kreću istovremeno kroz porozni medijum i cevi. Upravljanje ovim sistemom zahteva primenu naprednih simulacionih alata i empirijskih formulacija, kao što su metode za predviđanje pada pritiska i ponašanja mešanih fluida (Beggs, 1991). Kako proizvodnja napreduje, energija ležišta opada, što zahteva uvođenje sekundarnih i tercijarnih metoda eksploatacije. Sekundarne metode, kao što je ubrizgavanje vode ili gasa, imaju za cilj očuvanje pritiska i poboljšanje izvlačenja fluida. Tercijarne metode, uključujući termalnu, hemijsku i mikrobiološku eksploataciju, fokusirane su na povećanje faktora iskorišćenja, naročito u teškim rezervoarima (Green and Willhite, 1998).

5.2. Faktori koji utiču na produktivnost bušotine

Produktivnost bušotine determinišu kako prirodne karakteristike ležišta i fluida, tako i tehničke odluke o dizajnu i proizvodnim metodama. Geološki faktori kao što su poroznost, propustljivost, gustina prirodnih pukotina i visinski položaj geološke površine predstavljaju ključne uticaje u početnoj produktivnosti, prema studiji Zhao (2022), koja je utvrdila da pre obrade ležišta prirodni frakturni sistem i poroznost imaju najveći odnos sa potencijalom otvorenog toka (AOFP) (Zhao, 2022). Takođe važno je uzeti u obzir i fizička stanja ležišta odnosno početni pritisak i njegov pad tokom vremena, kao i uticaj temperature na viskoznost fluida što direktno modifikuje protočnost. Na velikim dubinama često je primetno nelinearno ponašanje pri radu sa visoko propusnim fluidima opisano kao *non-Darcy* efekat što može izazvati nestabilnost zidova bušotine u prisustvu visokog gasnog protoka i uticati na produktivnost (Jiang et al., 2023).

Sa tehničke strane, geometrija bušotine, dužina horizontalnog režima, broj i pozicija perforacija značajno utiče na produktivnost. Istraživanja Wang et al. (2025) i Li et al. (2023) pokazuju da duge horizontalne sekcije i veća razlika u pritisku između rezervoara i površine pozitivno koreliraju sa većim produkcionim kapacitetom (Li, 2023; Wang, 2025). Prema istraživanju Alagoz et al. (2024) najbolju efikasnost ostvaruje metod prilagođen tipu bušotine i dinamici pada pritiska rezervoara, posebno kod horizontalnih bušotina sa visokim GLR na velikim dubinama (Alagoz et al., 2024).

5.3. Metode povećanja dotoka i optimizacije rada

Povećanje dotoka i optimizacija rada bušotina obuhvataju tri glavne strategije intervencija: mehaničke, hemijske i kombinovane pristupe. Svaka od njih ima specifičan mehanizam dejstva i primenu u skladu sa uslovima ležišta i stanjem produktivne zone.

➤ Mehaničke intervencije

Ovaj deo proizvodnih intervencija obuhvata metode kao što su perforacije, matriksno kiseljenje, kiselinski sistemi sa odstupanjem i hidraulično razaranje stena. Cilj ovih postupaka je poboljšanje protočnosti u zoni oko bušotine, smanjenje otpora na putu fluida i povećanje ukupne proizvodnosti rezervoara. Matriksno kiseljenje predstavlja postupak ubrizgavanja kiseline u stenovitu formaciju radi rastvaranja karbonatnih ili silikatnih komponenti, čime se poboljšava poroznost i omogućava lakši protok fluida. Nedavna primena viskozno-elastičnih kiselina sa svojstvima odstupanja u karbonatnim rezervoarima pokazala je izuzetne rezultate. U ispitivanjima na formacijama uranijumskih karbonata, ovaj pristup doveo je do povećanja proizvodnje nafte za približno 80%, uz istovremeno povećanje pritiska na usisu pumpe za više od 70% (*Kalatehno, et al., 2025*). Zahvaljujući sposobnosti, kiselina, da menjaju viskoznost u zavisnosti od uslova u bušotini, mogu se bolje rasporediti unutar porozne sredine i dostići dublje delove rezervoara, što rezultira ravnomernijom obradom i većim efektom na propustljivost. Uz sve navedeno, studije su pokazale da pravilno vremenski određena interakcija kiseline sa stenom može dovesti do značajnog smanjenja tzv. „skin faktora“, odnosno otpora u pribušotinskoj zoni. Preciznim upravljanjem trajanjem reakcije i koncentracijom hemijskog reagensa, ostvaren je značajan napredak u lečenju dubokih i kompaktnih karbonatnih ležišta (*Mohammadi, 2024*). Umesto jednostavnog, nekontrolisanog raspadanja stena, pažljivo vođeno kiseljenja omogućava stvaranje stabilnih i dugotrajnih protočnih kanala.

Paralelno sa hemijskim intervencijama, u oblasti mehaničke obrade razvijene su nove tehnologije perforacije sa uvažavanjem stanja naprezanja u steni. Ova metoda uzima u obzir prirodna tektonska naprezanja i smer glavnih naprežućih osa u rezervoaru, te se perforacije izvode na pozicijama koje minimiziraju rizik od neuspešnog širenja pukotina i smanjuju ukupnu potrebnu energiju za kasnije razaranje formacije. Istraživanje sprovedeno od strane *Cheng-a (2023)* pokazalo je da ovakav pristup može smanjiti potrebnu energiju za iniciranje pukotina do 37% u odnosu na standardne metode, uz istovremeno očuvanje ili povećanje efikasnosti intervencije.

Napredna simulaciona analiza rasporeda i oblika perforacionih otvora pokazuje da parametri kao što su rastojanje između grupa otvora, broj otvora u jednoj grupi i prečnik svakog otvora, direktno utiču na obrazac širenja pukotina u steni. Povećanje rastojanja između grupa smanjuje efekat „senke naprezanja“, što dovodi do bolje raspodele pritiska i ravnomernijeg

stvaranja pukotina (Zhao et al., 2024). Istovremeno, manji broj otvora unutar svake grupe smanjuje rizik od preranog spajanja pukotina i omogućava stabilniji rast pukotinske mreže.

➤ **Hemijske intervencije**

Ova grupa intervencija primenjuje različite hemijske agense čija je uloga usmerena ka poboljšanju propustljivosti, redukciji otpornosti toka i dužem održavanju produktivnosti u pribušotinskoj zoni. Hemijske intervencije uključuju primenu:

Emulzionisanih kiselina

Ove kiseline se formiraju kao emulzija u kojoj se kapi kiseline segmentno unose u poroznu sredinu uz prisustvo stabilizatora. Istraživanje Yousufi i saradnika (2024) pokazuje da emulzionisane kiseline dublje prodiru u formaciju u odnosu na konvencionalne HCL rastvore, a reakcija sa stenom je kontrolisanija i ravnomernija. Pored toga, upotreba stabilizatora smanjuje koroziju, povećava sigurnost tretmana i ekološku prihvatljivost, jer se smanjuje oslobađanje agresivnih čvrstih produkata u zemljište (Yousufi et al., 2024).

Polimernih gelova

Polimerni gelovi služe za blokiranje nepoželjnih puteva (npr. vodenih kanala) i za uvođenje kontrolisane poroznosti. Gelovi na bazi akrilnih ili sličnih polimera mogu da formiraju mrežastu strukturu u pribušotinskoj zoni, koja smanjuje neželjeni protok vode, dok fluid sa naftom prolazi neometano. Ovakvi gelovi se koriste i kao vremenski regulirajući mediji koji se aktiviraju u određenim uslovima temperature ili pH, čime se postiže sukcesivna kontrolisanja paralelnih toka (Mohammadi et al., 2024; Seifi et al., 2024).

➤ **Nanočestica**

Primena nanočestica u oblasti povećanja proizvodnje nafte predstavlja jedan od najinovativnijih i najperspektivnijih pristupa u modernoj inženjerskoj praksi. Tangparitkul i saradnici (2024) ispitivali su uticaj polimernih nanočestica pNIPAM u kombinaciji sa rastvorima sa smanjenim

sadržajem soli na ponašanje nafte u poroznom medijumu. Njihova istraživanja pokazala su da nanočestice dovode do značajnog smanjenja međupovršinske napetosti između nafte i mineralne stene, čime se omogućava stvaranje manjih, pokretljivijih kapljica nafte. Ove kapljice lakše napuštaju pore stene, što dovodi do poboljšanog odziva rezervoara i povećane efikasnosti eksploatacije. Pored toga, nanočestice pokazuju sposobnost da uspore i kontrolišu dinamiku razdvajanja nafte od čvrste faze, što je posebno važno u formacijama sa visokom kapilarnošću (Tangparitkul et al., 2024). Sa druge strane, Kandiel i saradnici (2025) analizirali su primenu neorganskih nanomaterijala, poput silicijum-dioksida (SiO_2) i aluminijum-oksida (Al_2O_3), u različitim rezervoarskim uslovima. Njihovi rezultati ukazuju da ovi nanomaterijali mogu smanjiti površinsku napetost i do 40%, kao i da značajno poboljšaju proces mokrenja mineralne podloge. Pomenuti trend omogućava fluidima pre svega nafti da lakše klize kroz poroznu strukturu, uz smanjenu adheziju i otpor. Posebna prednost ovih materijala jeste njihova termička i hemijska stabilnost u širokom opsegu temperature i saliniteta, što ih čini primenljivim u različitim tipovima ležišta (Kandiel et al., 2025).

➤ Površinski aktivne supstance

Površinski aktivne supstance predstavljaju hemijska sredstva koja imaju sposobnost da redukuju međupovršinsku napetost između nafte i vode, kao i između nafte i mineralne površine. Njihovo dejstvo se zasniva na promeni karaktera mokrenja stene: umesto da bude naftno-mokra, stena postaje vodeno-mokra, što omogućava efikasnije odvajanje nafte i njeno pokretanje ka bušotini. Kombinacija ovih supstanci sa rastvorima koji imaju nizak sadržaj soli dodatno pojačava efekat, jer prisustvo određenih jona utiče na stabilnost dvosloja na površini minerala, kao i na efikasnost adsorpcije aktivnih molekula (Tangparitkul et al., 2024).

Prema istraživanjima Kandiel i saradnika (2025), uticaj rastvora niske salinitetnosti postaje značajan u situacijama gde je neophodno sprečiti taloženje mineralnih soli u zoni oko bušotine. Sniženje saliniteta dovodi do ponovne raspodele jona na granici faza, što u kombinaciji sa površinski aktivnim agensima značajno poboljšava ukupnu pokretljivost nafte. Istraživanja su pokazala da kombinacija površinskih agenasa i rastvora sa niskom koncentracijom soli dovodi do smanjenja vrednosti potrebne za pokretanje nafte iz poroznog medijuma, kao i do stabilnijeg

i ravnomjernijeg toka nafte ka produkcionom sloju (*Kandiel et al., 2025; Tangparitkul et al., 2024*).

➤ **Kombinovani pristupi**

Kombinovani pristupi u tretmanu proizvodnih bušotina predstavljaju integraciju mehaničkih intervencija, hemijskih metoda i savremenih analitičkih alata, s ciljem postizanja višeg stepena iskorišćenja rezervoara i optimalnog odgovora bušotine na intervenciju. Ovi sistemi se oslanjaju na sinergijski efekat različitih tehnologija, pri čemu se mehanički postupci poput frakturisanja, perforacije i mehaničkog zaptivanja dopunjuju hemijskim agensima, kao što su gelovi, kiseline ili nanočestice. Primenom naprednih oblika obrade podataka, uključujući algoritme mašinskog učenja, vrši se prilagođavanje svakog tretmana konkretnim uslovima bušotine. Istraživanje Yang i saradnika (2024) pokazuje kako se prediktivni modeli zasnovani na analizi velikih skupova podataka mogu upotrebiti za procenu efektivnosti tretmana i planiranje optimalnog scenarija eksploatacije. Autori su razvili postupak zasnovan na *Duong* modelu za predviđanje kumulativne proizvodnje (EUR) i pokazatelja uspešnosti tretmana (KPI), koji omogućava dinamičko dizajniranje proizvodne strategije. Ovakav analitički okvir, baziran na podacima iz konkretne bušotine, nudi mogućnost individualnog prilagođavanja postupaka stimulacije, čime se smanjuje rizik od neuspešnih intervencija i povećava povraćaj investicija (*Yang et al., 2024*). Pored toga, kombinovani tretmani koji objedinjuju mehaničke barijere i polimerne gelovske sisteme pokazali su značajnu efikasnost u kontroli neželjenog priliva vode (tzv. *water cut*) u rezervoarima sa visokom zasićenošću vode. Seifi i saradnici (2024) ukazuju na posebnu primenu ovog dvofaznog pristupa koji ukazuje na to da se u prvoj fazi postavlja mehanička prepreka (npr. mehanički čep) kako bi se blokirali dominantni vodeni kanali, a u drugoj se primenjuje gelovski sistem koji prodire u porozni medijum i stabilizuje protok nafte. Rezultati pokazuju smanjenje sadržaja vode u ukupnom protoku, kao i stabilizaciju proizvodnog režima tokom dužeg vremenskog perioda (*Seifi et al., 2024*).

5.4. Praćenje i kontrola parametara proizvodnje

Praćenje i kontrola parametara proizvodnje predstavljaju osnovu sigurnog i efikasnog upravljanja bušotinom. Ova oblast obuhvata merenje i analizu ključnih parametara kao što su pritisak, protok i sastava fluida, kao i identifikacija i rešavanje problema koji mogu uticati na produktivnost.

5.4.1. Tehnike monitoringa pritiska i dotoka

Povremeno i kontinuirano praćenje pritiska u rezervoaru i ekstrakcionom stubu omogućava preciznu detekciju promena u sistemu bušotine. Prema istraživanju Yari-a i saradnika (2024), najčešće korišćeni sistemi sadrže kombinovane merenja površinskog i dubinskog pritiska, što omogućava grafičku rekonstrukciju pritisnog pada i analizu produkcione stabilnosti tokom vremena (Yari *et al.*, 2024). Takvi sistemi često podrazumevaju primenu senzora na otvoru bušotine (*downhole*) za kontinuiran nadzor, kao i integraciju podataka sa površinskim instrumentima. Merenje protoka fluida, odnosno protoka nafte, gasa i vode, vrši se putem automatizovanih protokomera, koji omogućavaju pojedinačne i grupne procene protoka. Istraživanja Faculty i saradnika (2025) pokazuje da primena intelektualnih protokomernih sistema daje mogućnost određivanja vrednosti u realnom vremenu, što omogućava brzu reakciju u slučaju promene miksa fluida (Faculty *et al.*, 2025). Kontinuirani nadzor pritiska i dotoka omogućava identifikaciju trenutka uvođenja veštačkog podsticaja, praćenje promene pritiska rezervoara nakon intervencije i optimizaciju radnih parametara bušotine.

5.4.2. Dijagnostika problema

Dijagnostika problema u proizvodnji široko koristi podatke dobijene monitoringom uz implementaciju nodalne analize i analiza trendova polja. Istraživanja Precioso i saradnika (2025) opisuju kako prepoznavanje ranog znaka opadanja produktivnosti može ukazati na taloženje čvrstih materija, koroziju ili ulaz vode u zonu fluida, pre nego što dođe do kritičnog smanjenja protoka (Precioso *et al.*, 2025).

Modelovanje produkcionog profila u kombinovanim uslovima (nafta–voda–gas) omogućava dijagnostiku opasnih fenomena poput ulaza peska ili curenja gasa u sistem. Prema Zhang-u i saradnicima (2024) koristi se analiza trendova u dužem vremenskom periodu i krive

frekvencije pritisnih promena kako bi identifikovali anomalije u pojavi flat-line stanja ili neočekivanih padova, koji mogu biti uzrokovani mehaničkim problemima u pribušotinskoj zoni ili oštećenjem opreme (*Zhang et al., 2024*). Takođe, kombinacija monitoringa i algoritmičkih alata koje podržavaju mašinsko učenje omogućavaju predikciju trenutka kvarova ili prekida, upravljanje životnim vekovima opreme i dinamičko planiranje sanacije intervencijama (*Sato et al., 2025*).

6. STIMULACIJA BUŠOTINE KISELINSKIM OBRADAMA

Kiselinska obrada matriksa predstavlja jednu od najstarijih metoda koja se koristi za uklanjanje oštećenja u zoni oko bušotine. U početku je ova tehnika primenjivana isključivo u karbonatnim ležištima, s obzirom na njihovu visoku reaktivnost sa mineralima poput kalcita i dolomita (*Smith et al., 2003*). Međutim, sa tehnološkim napretkom i usavršavanjem dizajna

hemijskih rastvora, primena kiselinske obrade proširena je i na ležišta kompleksnog mineralnog sastava (*Gdanski and Schiegg, 1998*). Tokom izvođenja tretmana, unapred formulisani kiselinski rastvor se utiskuje u bušotinu, porni prostor kolektor stene ili u perforacione kanale, i to pritiskom koji je niži od pritiska frakturiranja formacije. Na taj način se izbegava stvaranje fraktura i omogućava selektivna obrada zone oko bušotine (*Economides and Nolte, 2000*). Kiselina pri tome prodire u stenu, protiče kroz njene pore i kanale, i reaguje sa mineralima koji čine matriks. Ove reakcije dovode do rastvaranja minerala i proširivanja pora, što dovodi do poboljšanja propusnosti stene. Pored reakcije sa primarnim mineralima, kiselina deluje i na čestice koje su migracijom dospele u pribušotinsku zonu, poput različitih vrsta migrirajućih glina ili čestica isplake, koje mogu dovesti do mehaničkog ili hemijskog zapušnja (*Nasr-El-Din et al., 2001*). Cilj ovog tretmana je poboljšanje protoka unutar stenskog matriksa bez izazivanja oštećenja ili nekontrolisanog protoka fluida. Hemijska obrada matriksa se smatra uspešnom samo ukoliko nakon izvođenja tretmana dolazi do povećanja proizvodnje iz bušotine, bez istovremenog povećanja sadržaja vode u proizvodnji (*Al-Mutairi and Nasr-El-Din, 2009*). Na taj način se obezbeđuje efikasnija eksploatacija ležišta, uz očuvanje integriteta produkcionog sistema. U praksi se primenjuju dve osnovne tehnike za izvođenje kiselinskih obrada:

1. Kiselinska obrada matriksa kolektor stene, pri kojoj se posebno dizajniran kiselinski rastvor utiskuje u porni prostor pribušotinske zone na pritisku koji je niži od pritiska frakturiranja stene. Ovaj metod predstavlja hemijsku stimulativnu tehniku tokom koje se, delovanjem kiselina na mineralni skelet stene, uklanjaju oštećenja nastala kao rezultat smanjene propusnosti ili se, u slučaju prirodno niske propusnosti, ona povećava u okolini kanala bušotine (*Crowe et al., 1992*).
2. Kiselinska kupka, koja podrazumeva uvođenje odgovarajućeg kiselinskog rastvora u kanal bušotine u nivou otvorenog proizvodnog intervala. Ova tehnika se primenjuje u situacijama kada se analizom utvrdi prisustvo taloga unutar bušotinskog kanala ili u perforacionim kanalima. Nakon uvođenja rastvora, ostavlja se vreme za hemijsku reakciju sa talogom, a zatim se rastvor, koji sadrži produkte reakcije, ispira iz bušotine. Ukoliko se talog nalazi u perforacionim kanalima, primenjuje se pritisak niži od pritiska frakturiranja kolektor stene kako bi se rastvor uneo u te kanale (*McLeod and Lantz, 1972*).

Ova metoda se smatra efikasnom u uklanjanju anorganskih ili organskih naslaga koje ograničavaju protok fluida u proizvodnom delu bušotine.

U dosadašnjoj praksi, kiselinska obrada matriksa kolektor stene (matrix acidizing) ima najširu primenu i najznačajniji efekat na poboljšanje proizvodnih karakteristika.

Kiselinske obrade matriksa stene primenjuju se pre svega radi uklanjanja oštećenja rezervoara, koja mogu nastati usled nekoliko faktora, uključujući:

- prisustvo stranih fluida koji se unose u ležište tokom bušenja, opremanja ili kontrole bušotine;
- taloge koji nastaju kao rezultat prisustva i ponašanja proizvedene slojne vode (*Kalfayan, 2008*);
- hemijske reakcije između fluida i stena, koje dovode do stvaranja novih mineralnih faza sa smanjenom propusnošću;
- migraciju finih čestica koje zapušavaju pore i mikrokanale u pribušotinskoj zoni (*Barree and Conway, 1995*).

Obrada matriksa omogućava regeneraciju ili povećanje propusnosti, čime se obezbeđuje bolji kontakt između rezervoara i bušotine, kao i stabilnija i dugotrajnija eksploatacija. Vrste oštećenja stena mogu se klasifikovati u tri grupe, u zavisnosti od dubine prodiranja oštećenja:

1. neoštećene stene,
2. stene sa plitkim oštećenjem,
3. stene sa dubokim oštećenjem.

Plitka oštećenja se obično protežu samo nekoliko centimetara u zoni oko bušotine i najčešće su posledica prodora čestica isplačnog fluida tokom bušenja (*Civan, 2016*). S druge strane, duboka oštećenja nastaju kao rezultat prodora filtrata ili drugih radnih fluida, koji mogu izazvati bubrenje ili migraciju vodoosetljivih glina. Ova oštećenja mogu dopreti i do 1 metar radialne udaljenosti od kanala bušotine (*Economides et al., 2013*). Da bi se kiselina uspešno koristila u procesu stimulacije bušotina, moraju biti ispunjeni sledeći osnovni uslovi:

1. Kiselina mora biti hemijski aktivna prema dominantnim mineralima u steni;
2. Mora biti moguće sprečiti njenu reakciju sa čeličnim komponentama opreme, upotrebom odgovarajućih inhibitora;
3. Sa aspekta bezbednosti (HSE), kiselina mora biti bezbedna za rukovanje i transport;
4. Sa ekonomskog stanovišta, kako kiseline tako i aditivi treba da budu pristupačni i finansijski opravdani (*Kalfayan, 2008*).

U kontekstu kiselinskih obrada matriksa, stene se na osnovu mineraloškog sastava dele u dve grupe:

1. Karbonatne stene – u kojima dominiraju kalcit (CaCO_3) i dolomit ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). Za ove stene se skoro uvek koristi hlorovodonična kiselina (HCl), s obzirom na njenu visoku efikasnost u rastvaranju karbonata. Ukoliko stene sadrže više od 20% minerala rastvorljivih u HCl, tretiraju se kao karbonati (*Thomas et al., 2020*).
2. Peščari – sadrže manje od 20% rastvorljivih minerala u HCl. U njima dominiraju kvarc, feldspati i gline, pa se za njihovo tretiranje koristi fluorovodonična kiselina (HF) ili mešavine na bazi HF. Zbog složene mineralogije i osetljivosti, hemijska obrada peščara zahteva poseban pristup (*Al-Yousef et al., 2000*).

U praksi je uobičajeno da se, kada je reč o karbonatnim stenama, podrazumeva prisustvo minerala kao što su kalcit (CaCO_3) i dolomit ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). Za efikasno rastvaranje ovih minerala gotovo se uvek koristi hlorovodonična kiselina (HCl), zbog njene izuzetne reaktivnosti sa karbonatima i sposobnosti da brzo poveća propusnost matriksa (*Thomas et al., 2020*). Iz tog razloga, stene koje u svom sastavu imaju više od 20% minerala rastvorljivih u HCl klasifikuju se kao karbonatne, i obrađuju se po metodologiji koja je razvijena upravo za ovu vrstu rezervoara.

S druge strane, stene koje sadrže manje od 20% rastvorljivih karbonatnih minerala u HCl klasifikuju se kao peščari. U njima dominiraju kvarc, feldspati i gline, koji ne reaguju sa HCl u dovoljnoj meri da bi se postigla značajna promena u strukturi pornog sistema. Zbog toga se u ovakvim stenama koristi fluorovodonična kiselina (HF), koja ima sposobnost da reaguje sa silikatnim i glinenim mineralima, te je osnova većine hemijskih tretmana u peskovitim

rezervoarima (Al-Yousef *et al.*, 2000). U tabeli 3, prikazane su kiseline koje se najčešće primenjuju u zavisnosti od hemijskog sastava stena.

Tabela 3. Kiseline namenjene za hemijsku obradu karbonata i peščara

<i>Kiseline namenjene za kiselinsku obradu karbonata</i>	<i>Kiseline namenjene za kiselinsku obradu peščara</i>
<i>Hlorovodonična kiselina (HCl)</i>	<i>Fluorovodonična kiselina (HF)</i>
<i>Sirćetna kiselina (CH₃COOH)</i>	<i>Hlorovodonična kiselina (HCl)</i>
<i>Mravlja kiselina (HCOOH)</i>	<i>Sirćetna kiselina (CH₃COOH)</i>
/	<i>Mravlja kiselina (HCOOH)</i>

Načini izvođenja hemijskih obrada na terenu mogu biti različiti. U Srbiji je praksa da se utiskivanje kiselinskih rastvora najčešće vrši na dva načina:

1. Hemijska obrada matriksa utiskivanjem kiselinskog rastvora kroz tubing;
2. Hemijska obrada matriksa utiskivanjem kiselinskog rastvora kroz savitljivi tubing.

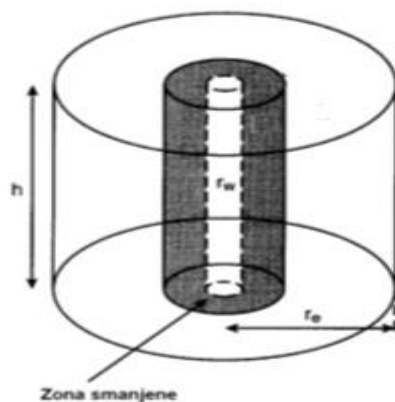
Postupak utiskivanja kiselinskog rastvora kroz tubing obično se izvodi tako što se na početku otvaraju ventili i na tubingu i na spoljnoj zaštitnoj cevi bušotine. Kada kiselinski rastvor

ispuni čitavu zapreminu tubinga, ventil na spoljnoj cevi se zatvara, a zatim se, uz primenu odgovarajućeg pritiska, rastvor potiskuje u rezervoarski sloj. Ovaj postupak može se izvoditi preko celog niza tubinga ili uz upotrebu pakera – uređaja koji se koristi za izolaciju određenog dela bušotine. Parker omogućava da se zaštiti određeni sloj ili oprema tako što se izoluje tačan deo bušotinskog kanala i spreči nekontrolisano širenje rastvora u druge zone. Kada se hemijska obrada sprovodi preko savitljivog tubinga, rastvor se utiskuje u bušotinu kroz fleksibilnu cev. Potis u rezervoar može se izvršiti ili preko prostora između savitljivog i glavnog tubinga, ili direktno kroz samu cev savitljivog tubinga, u zavisnosti od tehničkog rešenja i uslova na terenu. Kiselinске obrade matriksa sastoje se iz četiri faze:

- Planiranje;
- Programiranje;
- Izvođenje operacije na terenu;
- Praćenje toka operacije.

Planiranje kiselinske obrade matriksa predstavlja izbor problematične proizvodne bušotine, odnosno pogodnog kandidata za primenu ove stimulatивne metode. Osnovni podatak za izbor bušotine za kiselinsku obradu matriksa jeste vrednost skin faktora, koja se dobija analizom podataka iz DST testa ili hidrodinamičkih merenja.

Kiselinska obrada matriksa biće uspešna samo u bušotinama sa pozitivnom vrednošću stvarnog skin faktora (s). Stvarna vrednost skin faktora predstavlja merilo stvarnog oštećenja pornog prostora u pribušotinskoj zoni, kao što su začepljenje pora čvrstim česticama, bubrenje ili migracija minerala glina. S druge strane, mehanički skin faktor (tzv. *pseudoskin*) predstavlja meru mehaničkog oštećenja, kao što su nedovoljno otvoreno ležište, mali broj ili nedovoljna gustina perforacija, ili delimično nabušeno ležište. Ovakva oštećenja ne mogu se eliminisati kiselinskom obradom matriksa. Kiselinska obrada matriksa u bušotinama sa neoštećenom pribušotinskom zonom daje vrlo slab ili gotovo nikakav efekat. Na slici 5, prikazan je pojednostavljen radijalni sistem koji predstavlja bušotinu sa oštećenom pribušotinskom zonom.



Slika 5. Pojednostavljen radijalni sistem koji predstavlja bušotinu sa oštećenom pribušotinskom zonom

Odnos produktivnosti kiselinski obrađene bušotine (J_s) i iste bušotine sa oštećenom pribušotinskom zonom (J_d) može se predstaviti sledećom jednačinom:

$$\frac{J_s}{J_d} = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s}{\ln \left(\frac{r_e}{r_{SUB}} \right)} \quad (2)$$

Gde je:

r_w - poluprečnik zida bušotine (m);

r_e - drenažni poluprečnik bušotine (m);

s - skin faktor

Zavisnost skin faktora, odnosa propusnosti neoštećene i oštećene pribušotinske zone (k/k_s) i odnosa poluprečnika oštećene pribušotinske zone i zida bušotine (r_s/r_w) se može predstaviti jednačinom Hawkins-a:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (3)$$

Zamenom vrednosti skin faktora s u jednačini 2., dobija se jednačina:

$$\frac{J_s}{J_d} = 1 + \left(\frac{1}{X_d} + 1 \right) \frac{\ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (4)$$

Gde su:

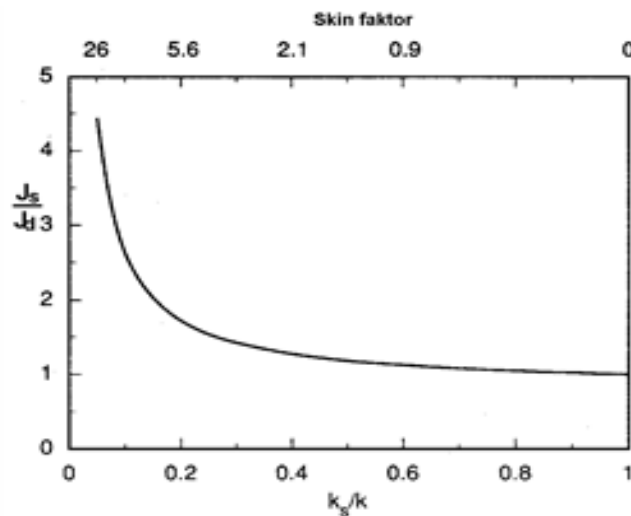
r_s - poluprečnik oštećene pribušotinske zone (m);

k - prirodna propusnost kolektor stene (10-15 m²);

k_s - propusnost oštećene pribušotinske zone (10-15 m²);

$X_d = k_s/k$ - odnos propusnosti oštećene pribušotinske zone i prirodne propusnosti kolektor stene.

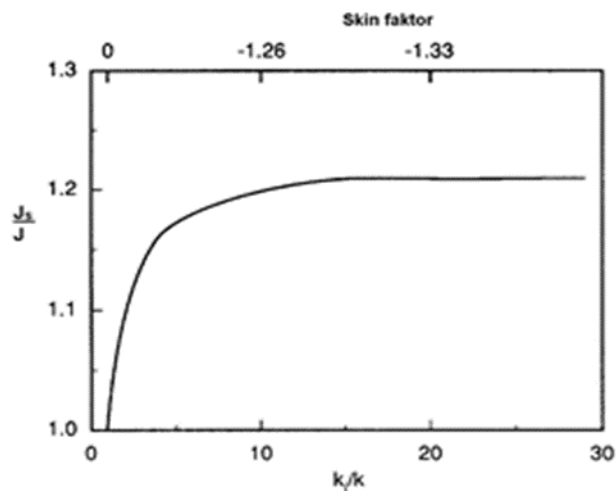
Uzimajući vrednosti za X_d od 0.05 do 1, $r_w = 0.01$ m, $r_e = 227$ m i $r_s = 0.3048$ m, može se konstruisati dijagram predstavljen na slici 6.



Slika 6. Dijagram vrednosti X_d od 0,05 do 1, $r_w = 0,01$ m, $r_e = 227$ m i $r_s = 0,3048$ m

U slučaju visokog oštećenja pribušotinske zone, kada je vrednost propusnosti pribušotinske zone k_s samo 5 % od vrednosti prirodne propusnosti kolektor stene, skin faktor će imati vrednost 26. Uklanjanjem oštećenja pribušotinske zone kiselinom obradom, postići će se povećanje odnosa produktivnosti 4.5 puta. Ako je koeficijent propusnosti iznosi 20 % vrednosti prirodne propusnosti kolektor stene, što je tipično za oštećenje pribušotinske zone tokom izrade bušotine, vrednost skin faktora će biti 5. Na slici 7. prikazan je dijagram gde je očigledno da je

primena kiselinske obrade matriksa kolektor stene opravdana samo u slučaju dokazanog stvarnog oštećenja pribušotinske zone. Ako je vrednost prirodne propusnosti kolektor stene niska (ispod 5 10-15 m²), a pribušotinska zona nije oštećena, produktivnost bušotine se može povećati jedino primenom hidrauličkog frakturiranja.



Slika 7. - Dijagram oštećenja pribušotinske zone

Potreba za kiselinskom obradom matriksa se utvrđuje interpretacijom hidrodinamičkih merenja radi određivanja vrednosti skin faktora. Ukupna vrednost skin faktora dobijena interpretacijom hidrodinamičkih merenja se sastoji od nekoliko komponenata i može se predstaviti formulom:

$$S_t = S_d + S_{dq} + \Sigma S_{pseudo} \quad (5)$$

gde su:

- S_t - ukupna vrednost skin faktora dobijena hidrodinamičkim merenjima;
- S_d - vrednost skin faktora usled oštećenja pribušotinske zone;
- ΣS_{pseudo} - vrednost skin faktora usled promene faznih odnosa u pribušotinskoj zoni, delimičnog otvaranja ležišta i otklona ose bušotine od vertikale, načina napucavanja, načina

opremanja bušotine za proizvodnju, oblika drenažne površine bušotine, položaja otvorenog intervala, u odnosu na ukupnu moćnost ležišta, itd.

Za uspešno projektovanje kiselinske obrade matriksa, neophodno je poznavati osnovne mehanizme međusobne interakcije kiselinskog rastvora i kolektor stene. Kvalitativni i kvantitativni opis mehanizma (fizičkih i hemijskih procesa) pri reakciji utisnutog kiselinskog rastvora sa kolektor stenom, izvodi se na osnovu:

- Stehiometrije - reakcije kiselinskog rastvora sa mineralima stene, odnosno zapremine rastvorenih minerala datom zapreminom kiselinskog rastvora;
- Kinetike reakcije između kiselinskog rastvora i minerala stene, odnosno brzine reakcije kiselinskog rastvora sa različitim mineralima stena;
- Brzine difuzije kiselinskog rastvora, kojom se definiše brzina prenosa kiselinskog rastvora do površine minerala stene.
- Potrebna zapremina kiselinskog rastvora za rastvaranje date zapremine minerala je određena stehiometrijom hemijske reakcije, koja definiše broj molova svih komponenti koje učestvuju u reakciji.

Stehiometrije najčešćih reakcija pri kiselinskim obradama matriksa prikazane su tabeli 4.

Tabela 4. Stehiometrija reakcija pri kiselinskim obradama matriksa

<i>HCl</i>	
<i>Kalcit:</i>	$2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$
<i>Dolomit:</i>	$4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$
<i>Siderit:</i>	$2\text{HCl} + \text{FeCO}_3 \rightarrow \text{FeCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$
<i>HCl/HF</i>	
<i>Kvarc:</i>	$4\text{HF} + \text{SiO}_2 \rightarrow \text{SiF}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{SiF}_4 + 2\text{HF} \rightarrow \text{H}_2\text{SiF}_6$
<i>Albit:</i>	$\text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + 14\text{HF} + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{Na}^+ + \text{AlF}_2^+ + 3\text{SiF}_4 + 8\text{H}_2\text{O}$

<i>Ortoklas:</i>	$\text{KAlSi}_3\text{O}_8 + 14\text{HF} + 2\text{H}^+ \rightleftharpoons \text{K}^+ + \text{AlF}_2^+ + 3\text{SiF}_4 + 8\text{H}_2\text{O}$
<i>Kaolint:</i>	$\text{Al}_4\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_8 + 24\text{HF} + 4\text{H}^+ \rightleftharpoons 4\text{AlF}_2^+ + 4\text{SiF}_4 + 18\text{H}_2\text{O}$
<i>Montmorionit</i>	$\text{Al}_4\text{Si}_8\text{O}_{20}(\text{OH})_4 + 40\text{HF} + 4\text{H}^+ \rightleftharpoons 4\text{AlF}_2^+ + 8\text{SiF}_4 + 24\text{H}_2\text{O}$

Stehiometrija reakcije kiselinskog rastvora i minerala može se bolje izraziti preko stepena rastvorljivosti. Maseni stepen rastvorljivosti kiselinskog rastvora (β), predstavlja odnos mase rastvorenog minerala i mase kiselinskog rastvora i dato je u formuli:

$$\beta = \frac{v_{\min} MW_{\min}}{v_{\text{kis}} MW_{\text{kis}}} \quad (6)$$

gde su:

- $v_{\min}$ - stehiometrijski koeficijent minerala;
- v_{kis} - stehiometrijski koeficijent kiselinskog rastvora;
- $MW_{\min}$ - molekulska težina minerala;
- MW_{kis} - molekulska težina kiselinskog rastvora;

Zapreminski stepen rastvorljivosti kiselinskog rastvora (X) prikazan je u sledećoj formuli, a predstavlja odnos zapremine rastvorenog minerala i zapremine kiselinskog rastvora:

$$X = \beta \frac{\rho_a}{\rho_m} \quad (7)$$

- gde su:

ρ_a - zapreminska masa kiselinskog rastvora (kg/m^3);

ρ_m - zapreminska masa minerala (kg/m^3);

Stepeni rastvorljivosti različitih kiselinskih rastvora pri reakciji sa kalcitom i dolomitom prikazani su u tabeli 5. a iste vrednosti za reakciju fluorovodonične kiseline HF sa kvarcom i albitom, prikazani su u tabeli 6.

Tabela 5. Stepeni rastvorljivosti različitih kiselina pri reakciji sa kalcitom i dolomitom

<i>Mineral/zapreminska masa</i>	<i>Kiselina</i>	<i>5 % rastvor</i>	<i>10 % rastvor</i>	<i>15 % rastvor</i>	<i>30% rastvor</i>
Kalcit: CaCO_3 $\rho_{\text{CaCO}_3}=2710 \text{ kg/m}^3$	<i>HCl</i>	0.026	0.053	0.082	0.175
	<i>HCOOH</i>	0.02	0.041	0.062	0.129
	<i>CH₃COOH</i>	0.016	0.031	0.047	0.096
Dolomit: $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ $\rho_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} = 2870 \text{ kg/m}^3$	<i>HCl</i>	0.023	0.046	0.071	0.152
	<i>HCOOH</i>	0.018	0.036	0.054	0.112
	<i>CH₃COOH</i>	0.014	0.027	0.041	0.083

Tabela 6. Stepeni rastvorljivosti HF pri reakciji sa kvarcom i albitom

	<i>Kvarc (SiO₂)</i>		<i>Albit (NaAl₃O₈)</i>	
<i>Koncentracija kiseline (težinski %)</i>	β	χ	β	χ
1	0.015	0.006	0.019	0.008
2	0.023	0.01	0.028	0.011
3	0.03	0.018	0.037	0.015
4	0.045	0.019	0.056	0.023
5	0.06	0.025	0.075	0.03

Reakcija kiselinskog rastvora i minerala stena se naziva heterogenom, zbog toga što se odvija na kontaktu dve različite faze, tečne faze-kiselinskog rastvora i čvrste faze-minerala. Kinetika takve reakcije se objašnjava brzinom kojom se vrši hemijska reakcija u momentu kada reagujuće komponente dođu u kontakt. Hemijska reakcija između kiseline i minerala

nastaje kada kiselina dostigne površinu minerala, difuzijom ili konvekcijom iz kiselinskog rastvora.

6.1. Izbor kiseline za obradu matriksa

Na izbor kiselinskog rastvora utiču specifične karakteristike kolektor stena, njihov mineralni sastav kao i karakteristike ležišnih fluida. Da bi se napravio dobar izbor kiselinskog rastvora za obradu stena, treba izvršiti merenje propusnosti uzorka jezgra sa odabrane bušotine u laboratoriji, nakon utiskivanja kiselinskih rastvora pri simuliranim ležišnim uslovima. Upotreba kiselinskih rastvora može dovesti do nastanka značajnih problema u kanalu bušotine. Iz tog razloga, dizajnirani kiselinski rastvor, osim kiseline i vode, u sebi mora sadržati određene aditive. Izbor aditiva zavisi od ležišne temperature i pritiska, mineralnog sastava stene i načina izvođenja operacije. Da bi rezultat stimulativne metode bio pozitivan, tj. da bi se nakon primenjene hemijske obrade povećala proizvodnja bušotine, odabir kiseline i aditiva mora biti pažljivo izveden. Kiseline koje se najčešće primenjuju pri hemijskim obradama su:

1. Hlorovodonična kiselina;
2. Fluorovodonična kiselina;
3. Sirćetna kiselina;
4. Mravlja kiselina.

Aditive koji se najčešće koriste pri kiselinskim obradama možemo svrstati u sledeće kategorije:

1. Sredstva za kontrolu stvaranja jedinjenja gvožđa (inhibitori gvožđa);
2. Stabilizatori glina;
3. Površinski aktivne materije;
4. Inhibitori korozije;
5. Sredstva za sprečavanje nastanka taloga;
6. Reducir trenja;
7. Aditivi za usporavanje hemijske reakcije između kiselina i stena;
8. Inhibitor asfaltena;
9. Inhibitor parafina.

6.2. Projektovanje kiselinske obrade matriksa karbonata

Osnovna svrha kiselinske obrade kod karbonatnih kolektora jeste eliminacija ili zaobilaženje oštećenja nastalih tokom bušenja i završne obrade, usled taloženja isplačnog mulja, mineralnih sedimenata (glina, karbonati) ili ugljovodoničnih naslaga. Za razliku od postupaka primenjivanih kod peščara, u kojima se kiselina koristi za uklanjanje depozita unutar pora, kod karbonata ona deluje tako što rastvorava samu matricu stene, pri čemu formira nove kanale, zaobilazi oštećene zone i na taj način značajno povećava efektivnu propusnost stenskog medijuma (*Smith, 1994; Gdanski, 1999*).

Karbonatnim stenama se, prema opšteprihvaćenoj klasifikaciji, smatraju sve stene u kojima je sadržaj karbonatnih minerala (kalcit – CaCO_3 i dolomit – $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) veći od 20% (*Lucia, 2007*). Ukoliko je sadržaj kalcita veći od 50%, takvi litotipovi se najčešće klasifikuju kao krečnjaci, dok se stene sa većim udelom dolomita označavaju kao dolomiti (*Schlumberger, 2011*).

Kalcit i dolomit veoma brzo i potpuno reaguju sa hlorovodoničnom kiselinom, pri čemu se kao proizvodi reakcije oslobađaju ugljen-dioksid, voda i rastvorljivi hloridi (CaCl_2 i MgCl_2), što predstavlja osnovu za njihovu primenu u tretmanu ovih kolektora (*Crowe et al., 1992*). Za razliku od nje, fluorovodonična kiselina u reakciji sa karbonatima formira teško rastvorljive soli poput kalcijum-fluorida (CaF_2) i magnezijum-fluorida (MgF_2), što dovodi do sekundarne blokade pornih kanala, te se iz tog razloga ne primenjuje u tretmanu karbonatnih stena (*Thomas et al., 1998*).

U industrijskoj praksi, za obradu karbonatnih kolektora najčešće se koristi hlorovodonična kiselina, pri čemu se koncentracija bira u rasponu od 3% do 28%, u zavisnosti od uslova u ležištu (temperatura, mineralni sastav, pritisak). Najčešće se primenjuje rastvor od 15% HCl (*Economides and Nolte, 2000*). Standardna količina utisnute kiseline iznosi od 0,6 m³ do 3 m³ po metru otvorenog intervala, što je uobičajeno dovoljno da se eliminišu oštećenja u zoni radijusa od 1 do 1,7 m oko bušotine (*Montgomery, 2010*).

Ukoliko su temperature u zoni tretmana povišene, preporučuje se primena mešavina hlorovodonične sa organskim kiselinama, poput sirćetne (CH_3COOH) ili mravlje (HCOOH), koje imaju sporiju kinetiku reakcije sa karbonatima. Kombinovanjem ovih kiselina obezbeđuje se

sporije dejstvo i dublji prodor u formaciju, što je od posebnog značaja u uslovima visokih temperatura, gde reakcione brzine drastično rastu (*Nasr-El-Din et al., 2002*).

Za uspešno projektovanje kiselinske obrade, od ključnog je značaja razumevanje kinetike reakcije kiseline sa mineralima u steni. Produženo trajanje reakcije omogućava bolju penetraciju rastvora u dublje slojeve kolektora i rezultira većim povećanjem propusnosti. Ključni parametri koji utiču na reakcionu kinetiku obuhvataju:

- temperaturu formacije,
- pritisak utiskivanja,
- tip i koncentraciju kiseline,
- odnos površine stene i zapremine rastvora,
- mineraloški i fizičko-hemijski sastav stene (*Bartko, 2011; Kalfayan, 2008*).

6.3. Projektovanje kiselinske obrade matriksa peščara

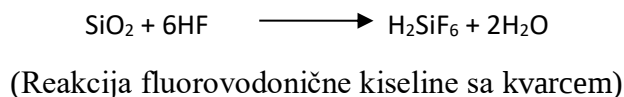
Peščari predstavljaju vezivne sedimentne stene kompleksnog mineraloškog sastava. Najveći deo njihove strukture čine zrna kvarca, muskovita i feldspata, a u manjoj meri su zastupljeni cirkon, apatit, magnetit, granat i turmalin. Vezivna masa može biti različitog karaktera: kalcijum-karbonatna, laporovita, glinovita, dolomitska, silikatna, gvožđevita ili bituminozna (*Petrova and Tinsley, 2003*). Za razliku od karbonatnih kolektora, kod kojih hlorovodonična kiselina deluje rastvoranjem matriksa i formiranjem novih kanala, u slučaju peščara tretman ima za cilj uklanjanje postojećih oštećenja u pribušotinskoj zoni, koja su najčešće posledica začeljenja pornog prostora česticama glina, silikatima ili ostacima iz isplačnog mulja i cementne kaše (*Kalfayan, 2008*).

Najčešće korišćena kiselina u tretmanima peščara je fluorovodonična kiselina (HF), jer efikasno rastvara gline, kvarc, feldspate i druge silikatne minerale. Hlorovodonična kiselina (HCl) sama po sebi ne reaguje sa ovim komponentama, ali se koristi u kombinaciji sa HF kako bi se održala niska pH vrednost i sprečilo taloženje nerastvorljivih soli, poput CaF_2 i MgF_2 , koje mogu nastati reakcijom HF sa karbonatima (*Nasr-El-Din et al., 2002*). Minerali koji ulaze u sastav peščara klasifikuju se na osnovu brzine reakcije sa kiselinama, što je prikazano u tabeli 7.

Tabela 7. Minerali koji ulaze u sastav peščara

Brzoreagujući minerali	Spororeagujući minerali
Autogeni minerali glina	Kvarc
Feldspat	Pirit
Amorfni silicijum	Fragmenti minerala glina

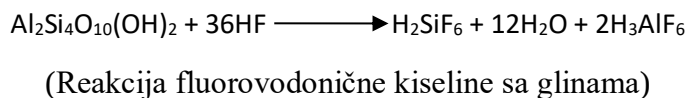
Fluorovodonična kiselina reaguje veoma brzo sa silikatima, zbog čega se efekat obrade ograničava na zonu u neposrednoj blizini bušotine. Najznačajnije reakcije u ovom procesu su sledeće:



SiO_2 – Kvarc

HF – Fluorovodonična kiselina

H_2SiF_6 – Fluorosilikatna kiselina



$\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$ – Glina

HF – Fluorovodonična kiselina

H_2SiF_6 – Fluorosilikatna kiselina

H_3AlF_6 – Fluoroaluminijumska kiselina

Uspešna primena hemijske obrade peščara zahteva pažljivo dizajniranje kiselinskog sistema, pri čemu se moraju ispuniti sledeći uslovi (*Kalfayan, 2008*):

- Kiselinski rastvor mora efikasno rastvoriti gline i ostale oblukujuće čestice u zoni oko bušotine;
- Mora se sprečiti taloženje nerastvorljivih soli u pornom prostoru;

- Mora biti osmišljen proces tako da se izbegne taloženje reakcionih proizvoda nakon završetka reakcije.

Tipičan proces kiselinske obrade peščara podrazumeva sekvencijalno utiskivanje tri različita fluida, pri pritisku ispod frakturnog obuhvatajući:

- Prethodnicu (preflush) – obično rastvor HCl, koji uklanja karbonate i omogućava bolji prodor HF;
- Glavni kiselinski rastvor (main flush) – mešavina HF i HCl, prilagođena uslovima formacije;
- Potisni rastvor (postflush) – služi za proterivanje preostale kiseline dublje u formaciju i smanjenje taloženja (*Crowe et al., 1992; Bartko, 2011*).

6.3.1. Prethodnica (preflush)

Prethodnica predstavlja inicijalni rastvor koji se utiskuje u bušotinu u okviru operacije hemijske obrade kolektora. Njena osnovna uloga je priprema pornog prostora za unošenje glavnog kiselinskog rastvora, čime se obezbeđuju uslovi za efikasnu reakciju i minimizuju rizici od sekundarnih oštećenja. U praksi se najčešće primenjuje rastvor hlorovodonične kiseline (HCl) koncentracije 15%, mada je u zavisnosti od uslova u formaciji moguća upotreba i nižih koncentracija u rasponu od 5% do 15% (*Kalfayan, 2008*). Pored neorganske HCl, u rastvoru prethodnice mogu se koristiti i organske kiseline kao što su mravlja (HCOOH) i sirćetna (CH₃COOH) kiselina. Organske kiseline se preporučuju u uslovima povišene temperature zbog niže korozivnosti i sposobnosti da deluju kao inhibitori reakcija, odnosno da uspore kinetiku hemijskih procesa u formaciji (*Nasr-El-Din et al., 2002*).

Prilikom projektovanja rastvora prethodnice, neophodno je definisati i primeniti odgovarajuće aditive u cilju zaštite bušotinske opreme i stabilizacije kolektora. Tipična receptura prethodnice, pored hlorovodonične kiseline, obuhvata i sledeće komponente:

1. Inhibitor korozije – smanjuje agresivnost kiseline prema metalnim delovima bušotine;
2. Stabilizator glina – sprečava disperziju i nabubrenje glinovitih čestica;

3. Rastvarač taloga – pomaže u eliminaciji zaostalih čestica i depozita u pornom prostoru.

Sastav tipičnog rastvora prethodnice može se predstaviti sledećom šemom:

- Voda (bazni fluid)
- 15% hlorovodonična kiselina (HCl)
- Inhibitor korozije
- Stabilizator glina
- Rastvarač taloga

Poznato je da fluorovodonična kiselina (HF) u reakciji sa karbonatima formira nerastvorljive taloge (CaF_2 , MgF_2), što može dovesti do sekundarne blokade pornog medijuma (Crowe *et al.*, 1992). Iz tog razloga se u postupku prethodno utiskuje čist rastvor HCl čija je osnovna funkcija rastvaranje karbonatnih minerala u stenama, čime se smanjuje verovatnoća neželjenih reakcija prilikom naknadnog unošenja HF. Pored svega navedenog, ciljevi primene rastvora prethodnice uključuju:

1. **Istiskivanje vezane vode** iz pornog prostora pribušotinske zone, čime se smanjuje interakcija između jona natrijuma (Na^+) i kalijuma (K^+) iz ležišne vode i produkata reakcije HF i fluorosilikatne kiseline sa mineralima prisutnim u formaciji. Ova mera smanjuje rizik od formiranja nerastvorljivih soli i sekundarnog začeljenja pornog medijuma.
2. **Snžavanje temperature u pribušotinskoj zoni**, tj. indukcija „efekta hlađenja“. Unošenjem hladnijeg rastvora neposredno pre glavnog kiselinskog fluida omogućava se kontrolisanija i ravnomernija reakcija, što je posebno značajno u visokotemperaturnim kolektorima (Gdanski, 1999).

6.3.2. Glavni kiselinski rastvor

Glavni kiselinski rastvor unosi se u bušotinu odmah nakon utiskivanja prethodnice i predstavlja ključnu fazu hemijske obrade. Njegova osnovna funkcija je rastvaranje minerala koji

izazivaju začeljenje pornog prostora, čime se omogućava obnova ili poboljšanje produktivnosti ležišta. U slučaju peščara, rastvor je namenjen uklanjanju oštećenja nastalih usled prisustva glina, kvarca i feldspata, dok se kod karbonatnih kolektora koristi za rastvaranje dela matriksa stene i formiranje novih propusnih kanala (*Economides and Nolte, 2000; Kalfayan, 2008*).

U obradi karbonatnih formacija, glavni rastvor se sastoji isključivo od hlorovodonične kiseline (HCl), obično u koncentraciji od 15%, uz dodatak aditiva koji poboljšavaju reakcione uslove i stabilizuju sredinu (*Gdanski, 1999*). S druge strane, u obradi peščara, standardna praksa podrazumeva primenu mešavine hlorovodonične i fluorovodonične kiseline (HF), pri čemu se najčešće koriste sledeće kombinacije koncentracija:

13,5% HCl + 1,5% HF

12% HCl + 3% HF

U ovoj mešavini, HCl ima ulogu stabilizacije pH vrednosti, što sprečava taloženje nerastvorljivih soli kao što su CaF_2 i MgF_2 , nastalih reakcijom HF sa karbonatnim mineralima. Iako HCl ne reaguje sa silikatnim mineralima, njegova uloga u kontroli hemijske sredine je od suštinskog značaja (*Nasr-El-Din et al., 2002*).

Mud acid – kombinacija 13,5% HCl + 1,5% HF

Ova kombinacija se primenjuje u peščarnim kolektorima kod kojih je sadržaj karbonata manji od 20%, a sadržaj kvarca niži od 70%. Pored kiselina, u rastvor se dodaju i sledeći aditivi radi poboljšanja efikasnosti:

- Voda
- Inhibitor korozije
- Hlorovodonična kiselina
- Stabilizator gvožđa
- Rastvarač taloga
- Amonijum-bifluorid (NH_4HF_2)
- Stabilizator glina

U praksi se umesto čiste fluorovodonične kiseline često koristi amonijum-bifluorid, koji u vodenj sredini generiše HF in situ. Ova sol je znatno lakša za skladištenje i rukovanje u poređenju sa HF, koja je veoma korozivna i zahteva specijalnu (plastičnu) ambalažu (*Kalfayan, 2008; Bartko, 2011*).

Mud acid – kombinacija 12% HCl + 3% HF

Primena ovog rastvora je preporučena u slučajevima kada je sadržaj karbonatnih minerala ispod 20%, ali je sadržaj kvarca veći od 70%. Povećan udeo HF u ovom slučaju omogućava efikasnije rastvaranje kvarca i silikatnih faza. Kao i kod prethodne formulacije, rastvor uključuje sledeće komponente:

- Voda
- Inhibitor korozije
- Hlorovodonična kiselina
- Stabilizator gvožđa
- Rastvarač taloga
- Amonijum-bifluorid
- Stabilizator glina

Ovakva formulacija omogućava bolju interakciju sa silikatnim strukturama, posebno u dubljim i temperaturno intenzivnijim formacijama. Izbor između različitih kombinacija zavisi od mineraloškog sastava stene, temperature i pritiska u zoni tretmana, kao i od vrste prethodno identifikovanih oštećenja (*Montgomery, 2010*).

6.3.3. Završni rastvor

Nakon završetka utiskivanja glavnog kiselinskog rastvora, neophodno je sprovesti fazu potiskivanja u cilju njegovog ravnomernog raspoređivanja i dubljeg prodora u porni prostor pribušotinske zone. Potisni rastvor ima kritičnu ulogu u sprečavanju kontakta izreagovane

fluorovodonične kiseline sa zaostalim radnim fluidima u bušotini, što može dovesti do sekundarnih reakcija i formiranja nerastvorljivih jedinjenja (*Kalfayan, 2008*).

Pored zaštitne funkcije, potisni fluid omogućava dublje penetriranje glavnog kiselinskog rastvora u formaciju, što doprinosi efikasnijem tretmanu, ali i ponovnom uspostavljanju vodokvašljivosti površinskih zona kolektora. Ovo je posebno značajno u ležištima koja su prethodno izložena uticaju naftofilnih fluida ili u kojima su uslovi mokrenja bili izmenjeni usled prodora isplaćnog mulja i hemijskih zagađivača (*Bartko, 2011*). Uobičajena formulacija potisnog rastvora podrazumeva prisustvo:

- Vode kao noseće faze,
- Stabilizatora gvožđa – koji sprečava taloženje oksida i hidroksida gvožđa nastalih nakon kontakta sa kiselinama,
- Rastvarača taloga – za eliminaciju preostalih reakcionih produkata,
- Stabilizatora glina – koji sprečava nabubrenje i migraciju čestica gline u zoni tretmana.

Primer tipične recepture potisnog rastvora:

- Voda
- Stabilizator gvožđa
- Rastvarači taloga
- Stabilizator glina

Potisni rastvor se utiskuje u formaciju pritiskom ispod frakturnog, u količini koja obezbeđuje prodor glavnog kiselinskog rastvora izvan pribušotinske zone i njegovu ravnomernu distribuciju. Pravilno dizajniran potisni fluid omogućava završetak hemijske obrade bez negativnih efekata koji mogu nastati zbog zaostalih reakcionih ostataka u bušotini ili kontakta različitih faza unutar sistema (*Nasr-El-Din et al., 2002*).

6.4. Aditivi za kiselinske obrade

Primena kiselinskih rastvora tokom tretmana ležišta, iako izuzetno efikasna u povećanju produktivnosti bušotina, može izazvati različite prateće probleme unutar kanala bušotine i pornog

prostora formacije. Da bi se izbegle negativne posledice, dizajn kiselinskog rastvora, pored osnovnih komponenti, vode i kiseline, mora da sadrži i odgovarajuće aditive, prilagođene konkretnim uslovima u ležištu (*Kalfayan, 2008*). Izbor aditiva zavisi od više faktora, među kojima su: temperatura i pritisak formacije, mineraloški sastav stene, kao i tehnički parametri tretmana (*Crowe et al., 1992*). Cilj optimalnog izbora jeste da se postigne maksimalan efekat kiselinske obrade u smislu povećanja propusnosti, uz minimalne neželjene efekte kao što su:

- korozija opreme,
- formiranje stabilnih emulzija,
- taloženje gvožđa ili drugih nerastvorljivih jedinjenja,
- nekontrolisana reakcija kiseline sa stenom.

Nedovoljna ili nepravilna primena aditiva može dovesti do neuspeha tretmana, čak i u slučajevima kada je kiselina pravilno izabrana. Aditivi se unose i u prethodnice i potisne rastvore radi stabilizacije glinovitih čestica i disperzije organskih komponenti kao što su parafini i asfalteni, čime se dodatno poboljšava propusnost (*Gdanski, 1999*). Da bi se obezbedila njihova efikasnost i bezbednost primene, svi aditivi moraju biti laboratorijski testirani. Testovi se sprovode u uslovima koji simuliraju realne temperature i pritiske u formaciji, najčešće u peskovitom pakovanju sa kontrolisanim sadržajem glina (npr. 10% ilit-bentonit, 10% silikatni prah, 80% sitni pesak). Testiranje se sprovodi kako bi se proverila kompatibilnost aditiva sa ležišnim fluidima, kao i njihov efekat na stabilnost formacije. Ne postoje univerzalni aditivi svaka nekompatibilnost mora biti identifikovana i otklonjena pre primene na terenu (*Nasr-El-Din et al., 2002*). Osnovne kategorije aditiva koji se primenjuju u kiselinskim obradama:

- Inhibitori gvožđa – sprečavaju formiranje i taloženje $\text{Fe}(\text{OH})_3$ i sličnih jedinjenja;
- Stabilizatori glina – sprečavaju nabubrenje i migraciju glinovitih čestica;
- Površinski aktivne materije (surfaktanti) – olakšavaju prodor rastvora u formaciju i razbijanje emulzija;
- Inhibitori korozije – smanjuju dejstvo kiselina na metalne komponente opreme;
- Supstance za sprečavanje taloženja – inhibiraju formiranje nerastvorljivih soli;
- Reduktori trenja – smanjuju gubitke pritiska tokom utiskivanja;

- Usporivači reakcije – omogućavaju kontrolisanu i ravnomernu reakciju kiselina sa stenom;
- Inhibitori asfaltena – sprečavaju njihovu agregaciju i taloženje;
- Inhibitori parafina – sprečavaju stvaranje parafinskih čepova u pornom sistemu.

7. KISELINSKA OBRADA PROIZVODNIH INTERVALA BUŠOTINE

Kiselinska obrada predstavlja jednu od najznačajnijih metoda za povećanje produktivnosti bušotina, naročito u karbonatnim kolektorima, gde omogućava poboljšanje propusnosti stenskog medijuma rastvaranjem mineralnih komponenti i uklanjanjem stvaranih oštećenja u zoni oko bušotine. Postupak podrazumeva pažljivo planiranje, pripremu bušotine, odabir adekvatne kiselinske formulacije i kontrolisano ubrizgavanje u ciljne intervale.

U okviru ovog poglavlja biće prikazan primer primene ove tehnologije na bušotini X-004, koja je deo dopunskog rudarskog projekta za razradu i eksploataciju naftnog ležišta „X“ na naftnom polju „XX“. Bušotina je izbušena do dubine od 1601,00 m (MD), a kao proizvodni su identifikovani intervali na dubinama: 1585,00–1575,00 m, 1567,00–1565,00 m i 1555,00–1551,00 m.

Pre sprovođenja same obrade, neophodno je obezbediti prohodnost kanala bušotine do dna i izvršiti proveru integriteta cementne obloge primenom merenja CBL, GR i CCL, kao i SGDT merenjem u opsegu od 1588,00 m do 500,00 m. Ovi podaci služe kao osnova za donošenje inženjerskih odluka u vezi sa planiranjem i realizacijom kiselinske intervencije u navedenim zonama.

7.1. Primena kiselinske obrade na otvorenom intervalu 1585,00 – 1575,00 m (MD)

U okviru aktivnosti ispitivanja proizvodnih mogućnosti razradne bušotine X-004, planirano je perforiranje kolektorske stene u intervalu 1585,00 – 1575,00 m (MD), unutar formacije koja pripada naftnom ležištu „X“. Planira se primena klasične perforacije municijom tipa SDP, gustine 20 metaka po metru, uz očekivani prijem nafte kao primarnog produkcionog

fluida. Korelacija dubina perforacije vrši se na osnovu geofizičkog zapisa, pre svega pomoću dijagrama DLL/GR, u skladu sa standardnim procedurama. Po završetku perforacije, pristupa se fazi „osvajanja“ bušotine, odnosno inicijalnom testiranju proizvodnog potencijala, sa ciljem definisanja prisustva, faznog odnosa i kvaliteta ležišnog fluida. Tokom osvajanja primenjuju se sledeći operativni parametri:

- Potrebno je isklipovati celokupnu količinu utisnutog radnog fluida koji je korišćen tokom prethodnih remontnih operacija, a nakon toga dodatnih 10 m³ fluida iz ležišta.
- Ukupno trajanje faze osvajanja ne bi trebalo da prelazi 48 sati.
- Tokom prva tri sata ispitivanja, dinamički nivo u bušotini ne sme pasti više od 50 m ispod početnog statičkog nivoa.
- Proizvodnja u periodu osvajanja simulira se sa maksimalnim protokom do 0,6 m³/h.
- Intenzitet klipovanja se postepeno povećava, uz stalnu kontrolu dinamičkog pritiska na dnu bušotine, koji ne sme biti manji od 80 bar.

Tokom ovog procesa neophodno je vršiti kvalitativnu i kvantitativnu analizu dobijenog fluida, što podrazumeva određivanje faznog odnosa, fizičko-hemijskih karakteristika produkata, kao i praćenje dinamičkog pritiska na glavi bušotine i nivoa tečnosti u bušotini. Svi prikupljeni podaci služe kao osnova za dalje operativne odluke u pogledu stimulacije intervala. Ukoliko inicijalno ispitivanje ne da zadovoljavajuće rezultate pristupa se primeni hemijske stimulacije. Za ovaj interval planira se upotreba 10 m³ kiselinskog rastvora, formulisanog u skladu sa mineraoškim sastavom kolektorske stene. Prema dostupnim petrološkim podacima, kolektor je sačinjen od peskovite breče i škrljaca, sa ukupnim sadržajem karbonata do 11%, što ukazuje na potrebu za kontrolisanim kiseljenjem sa ograničenim efervetnim dejstvom. Cilj ove intervencije je poboljšanje permeabilnosti u zoni perforacije i omogućavanje bolje komunikacije između formacije i bušotine, kao i povećanje proizvodnog potencijala intervala. Ukupan sadržaj karbonata, određen kalcimetrijom uzoraka sa sita tokom bušenja, prikazan je u tabeli 8.

Tabela 8. Sadržaj ukupnih karbonata u uzorcima sa sita

Dubina (m)	CaCO ₃ (%)	CaMg(CO ₃) ₂ (%)	Ukupno (%)
1575,00	7,07	3,04	10,11
1577,00	6,33	0,52	6,85
1579,00	6,27	0,34	6,61
1581,00	4,86	0,66	5,52
1583,00	3,78	0,84	4,62
1585,00	3,73	0,52	4,25

Shodno da u domenu otvorenog intervala 1585,00 – 1575,00 m vrednost sadržaja ukupnih karbonata nije veća od 11 %, pristupa se dizajniranju kiselinskog rastvora namenjenog za stimulaciju peščanih kolektora. Hemijsku obradu intervala treba uraditi sa kombinacijom hlorovodonične i fluorovodonične kiseline. Kiselinski rastvor treba dizajnirati tako da se rastvor prethodnice sastoji isključivo od hlorovodonične, dok se u glavnom kiselinskom rastvoru nalazi kombinacija hlorovodonične i fluorovodonične kiseline. Količine aditiva po 1 m³ rastvora date su po tablicama preporuke proizvođača. Aditivi koji ulaze u sastav ovog kiselinskog rastvora su sledeći:

1. Inhibitor koroziije;
2. Regulator gvožđa;
3. Rastvorač taloga;
4. Stabilizator glina.

U tabeli 9 predstavljen je sastav dizajniranog hemijskog rastvora za hemijsku obradu intervala 1585,00 – 1575,00 m.

Tabela 9. Sastav dizajniranog hemijskog rastvora za hemijsku obradu intervala 1585,00 – 1575,00 m.

Komponenta rastvora	Tip rastvora			Jedinica mere
	A	B	C	
Voda	2220	3110	4925	dm³
Inhibitor korozije	20	30	-	dm³
HCl	1700	2670	-	dm³
Regulator gvožđa	20	30	25	dm³
Amonijum-bifluorid	-	150	-	kg
Rastvarač taloga	20	30	25	dm³
Stabilizator glina	20	30	25	dm³
UKUPNO	4000	6000	5000	dm³

A – koncentracija kiseline – 15%

B – koncentracija kiseline – (13,5 HCl + 1,5 HF)%

Proračun upumpavanja kiselog rastvora:

Neophodna oprema u bušotini za izvođenje operacije hemijske obrade je sledeća:

- 2 komada tubinga $2\frac{7}{8}$ u intervalu od 1585,00 – 1567,00 m
- EA paker
- Kompozicija tubinga $2\frac{7}{8}$ do površine.

Zapremina tubinga se izračunava po sledećoj formuli:

$$V_{tbg} = V_{utbg} * h_2 \quad (8)$$

$$V_{tbg} = 3,02 * 1585$$

$$V_{tbg} = 4786,70 \text{ dm}^3$$

V_{tbg} – Zapremina tubinga

V_{utbg} – Unutrašnja zapremina tubinga po dužnom metru (3,02 dm³/m)

h_2 – Donja granica otvorenog intervala (1585,00 m)

h_1 – Gornja granica otvorenog intervala (1575,00 m)

Zapremina prostora između kolone i tubinga u nivou intervala, proračun je sledeći:

$$V_{mp} = (h_2 - h_1) * (V_{ucsg} - V_v) \quad (9)$$

$$V_{mp} = (1585 - 1575) * (12,13 - 4,19)$$

$$V_{mp} = 79,4 \text{ dm}^3$$

V_{mp} – Zapremina prostora između kolone i tubinga

V_{ucsg} – Unutrašnja zapremina eksploatacione kolone po dužnom metru (12,13 dm³/m)

V_v – Zapremina istisnuta uranjanjem zatvorenog tubinga (4,19 dm³/m)

Ukupna zapremina koju je potrebno upumpati da bi kiselinski rastvor stigao do zone otvorenog intervala izračunava se po sledećoj formuli:

$$V_u = V_{tbg} + V_{mp} \quad (10)$$

$$V_u = 4786,70 + 79,4$$

$$V_u = 4866,10 \text{ dm}^3 \approx 4870 \text{ dm}^3$$

Dakle, redosled rada tokom operacije je sledeći:

1. Pri otvorenoj cirkulacionoj spojnici EA pakera upumpava se 4000 dm³ kiselinskog rastvora „A“ i 870 dm³ kiselinskog rastvora „B“. Sada je kiselinski rastvor prekrrio zonu otvorenog intervala.
2. Zatvara se cirkulaciona spojnica EA pakera i upumpava se 5130 dm³ kiselinskog rastvora „B“ i 5000 dm³ rastvora „C“. Sve vreme se pazi da pritisak upumpavanja ne prelazi maksimalno dozvoljeni pritisak, odnosno pritisak frakturiranja.
3. Kiselinski rastvor se potiskuje iz tubinga u sloj radnim fluidom sa ukupnom zapreminom $V_u = 4870 \text{ dm}^3$. Pritisak tokom potisa ne sme prelaziti pritisak frakturiranja.

U slučaju nezadovoljavajućih rezultata osvajanja (nepovoljan odnos faza u ukupno dobijenom fluidu → u korist vode) potrebno je postojeći interval 1585,00–1575,00 m (MD) izolovati postavljanjem veštačkog dna na dubini 1570,00 m. Korelaciju dubina izvršiti na osnovu dijagrama DLL/GR.

7.2. Primena kiselinske obrade na otvorenom intervalu 1567,00 – 1565,00 m (MD)

U cilju ispitivanja proizvodnih mogućnosti razradne bušotine X-004, potrebno je klasično perforirati kolektor stene u intervalu 1567,00 – 1565,00 m (MD), na naftnom ležištu „X“, sa 20 metaka/m municijom tipa SDP (očekivani fluid – nafta). Korelaciju dubina izvršiti na osnovu dijagrama DLL/GR.

Osvojiti bušotinu u cilju definisanja dotoka fluida i faznih odnosa. Prilikom osvajanja bušotine rukovoditi se sledećim parametrima:

- isklipovati ukupnu količinu utisnutog radnog fluida tokom remontnih radova, a nakon toga i 10 m³ fluida iz sloja. Vreme osvajanja – ne duže od 48 h;
- simulirati proizvodnju pri osvajanju – ne veću od 0,6 m³/h;
- prilikom klipovanja prva tri sata dinamički nivo ne sme biti niži od 50 m u odnosu na početni statički nivo;
- postepeno pojačavati intenzitet klipovanja do planiranog kapaciteta proizvodnje uz kontrolu dinamičkog nivoa, tako da pritisak na dnu bušotine nije manji od 80 bar.

Tokom ispitivanja bušotine potrebno je kvalitativno i kvantitativno registrovati sledeće podatke:

- vrstu, karakteristike i fazni odnos u ukupno dobijenom ležišnom fluidu;
- dinamički (Pd) pritisak na glavi bušotine (bar) i kretanje dinamičkog nivoa tokom klipovanja;
- ostale podatke neophodne za proces donošenja odluka.

Ukoliko rezultati osvajanja ne budu zadovoljavajući (slab dotok), potrebno je uraditi hemijsku obradu datog intervala primenom 2 m³ kiselinskog rastvora. Kolektor stene je predstavljen peskovitom brečom i škriljcima – sadržaj karbonata do 89%. Osvojiti bušotinu u

cilju definisanja dotoka fluida. Ukupan sadržaj karbonata, određen kalcimetrijom uzoraka sa sita tokom bušenja, prikazan je u tabeli 10.

Tabela 10. Sadržaj ukupnih karbonata u uzorcima sa sita

Dubina (m)	CaCO ₃ (%)	CaMg(CO ₃) ₂ (%)	Ukupno (%)
1565,00	70,73	11,60	82,33
1566,00	78,43	10,50	88,93
1567,00	77,30	9,53	86,83

Shodno tome što u domenu otvorenog intervala 1567,00 – 1565,00 m vrednost sadržaja ukupnih karbonata nije veća od 89 %, pristupa se dizajniranju kiselinskog rastvora namenjenog za stimulaciju karbonatnih kolektora. Prethodnica i završnica čine vođeni rastvori sa dodatkom aditiva, dok se kiselina nalazi samo u rastvoru „B“, odnosno u glavnom kiselinskom rastvoru.

S obzirom na to da je sadržaj karbonata veći od 70 %, u cilju usporavanja hemijske reakcije potrebno je dodati organsku kiselinu koja deluje kao usporivač. Na taj način se omogućava dublje prodiranje kiselinskog rastvora u formaciju, čime se povećava efikasnost izvedene operacije. U ovom slučaju koristi se acetatna (sirćetna) kiselina. Količine aditiva po 1 m³ rastvora date su u tablicama prema preporukama proizvođača. Aditivi koji ulaze u sastav ovog kiselinskog rastvora su sledeći:

1. Inhibitor korozije;
2. Regulator gvožđa;
3. Rastvarač taloga;
4. Stabilizator glina.

U tabeli pod brojem 11, predstavljen je sastav dizajniranog hemijskog rastvora za hemijsku obradu intervala 1567,00 – 1565,00 m.

Tabela 11. Sastav dizajniranog hemijskog rastvora za hemijsku obradu intervala 1567,00 – 1565,00 m.

Komponenta rastvora	Tip rastvora			Jedinica mere
	A	B	C	

Voda	985	1070	985	dm³
Inhibitor korozije	-	10	-	dm³
HCl	-	850	-	dm³
Regulator gvožđa	5	10	5	dm³
Amonijum-bifluorid	-	40	-	kg
Rastvarač taloga	5	10	5	dm³
Stabilizator glina	5	10	5	dm³
UKUPNO	1000	2000	1000	dm³

B – koncentracija kiseline – 15%

Proračun upumpavanja kiselinog rastvora

Potrebna oprema u bušotini za izvođenje operacije hemijske obrade je sledeća:

- 2 komada tubinga 2 7/8" u intervalu od 1567,00 – 1549,00 m
- EA paker
- Kompozicija tubinga 2 7/8" do površine.

Zapremina tubinga se izračunava po formuli:

$$V_{tbg} = V_{utbg} * h_2 \quad (11)$$

$$V_{tbg} = 3,02 * 1567$$

$$V_{tbg} = 4732,34 \text{ dm}^3$$

V_{tbg} – Zapremina tubinga

V_{utbg} – Unutrašnja zapremina tubinga po dužnom metru (3,02 dm³/m)

h_2 – Donja granica otvorenog intervala (1567,00 m)

h_1 – Gornja granica otvorenog intervala (1565,00 m)

Zapremina prostora između kolone i tubinga u nivou intervala se izračunava po formuli:

$$V_{mp} = (h_2 - h_1) * (V_{ucsg} - V_V) \quad (12)$$

$$V_{mp} = (1567 - 1565) * (12,13 - 4,19)$$

$$V_{mp} = 15,88 \text{ dm}^3$$

V_{mp} – Zapremina prostora između kolone i tubinga

V_{ucsg} – Unutrašnja zapremina eksploatacione kolone po dužnom metru (12,13 dm³/m)

V_v – Zapremina istisnuta uranjanjem zatvorenog tubinga (4,19 dm³/m)

Ukupna zapremina koju je potrebno upumpati da bi kiselinški rastvor stigao do zone otvorenog intervala izračunava se po formuli:

$$V_u = V_{tbg} + V_{mp} \quad (13)$$

$$V_u = 4732,34 + 15,88$$

$$V_u = 4748,22 \text{ dm}^3 \approx 4750 \text{ dm}^3$$

Dakle, redosled rada tokom operacije je sledeći:

1. Pri otvorenoj cirkulacionoj spojnici EA pakera upumpava se 1000 dm³ rastvora „A“, 2000 dm³ kiselinškog rastvora „B“, 1000 dm³ rastvora „C“ i 750 dm³ radnog fluida.
2. Zatvara se cirkulaciona spojnica EA pakera i zatvoriti kejsing ventil.
3. Kiselinski rastvor se potiskuje iz tubinga u sloj radnim fluidom sa ukupnom zapreminom $V_u = 4000 \text{ dm}^3$. Pritisak tokom potisa ne sme prelaziti pritisak frakturiranja.

U slučaju nezadovoljavajućih rezultata osvajanja (nepovoljan odnos faza u ukupno dobijenom fluidu → u korist vode), potrebno je postojeći interval 1567,00 – 1565,00 m (MD) izolovati postavljanjem veštačkog dna na dubini 1560,00 m. Korelaciju dubina izvršiti na osnovu dijagrama DLL/GR.

7.3. Primena kiselinske obrade na otvorenom intervalu 1555,00 – 1551,00 m (MD)

U cilju ispitivanja proizvodnih mogućnosti razradne bušotine X-004, potrebno je klasično perforirati kolektor stene u intervalu 1555,00 – 1551,00 m (MD), na naftnom ležištu „X“, sa 20 metaka/m municijom tipa SDP (očekivani fluid – nafta). Korelaciju dubina izvršiti na osnovu dijagrama DLL/GR.

Osvojiti bušotinu u cilju definisanja dotoka fluida i faznih odnosa.

Prilikom osvajanja bušotine rukovoditi se sledećim parametrima:

- isklipovati ukupnu količinu utisnutog radnog fluida tokom remontnih radova, a nakon toga i 10 m³ fluida iz sloja. Vreme osvajanja – ne duže od 48 h;
- simulirati proizvodnju pri osvajanju – ne veću od 0,6 m³/h;
- prilikom klipovanja prva tri sata dinamički nivo ne sme biti niži od 50 m u odnosu na početni statički nivo;
- postepeno pojačavati intenzitet klipovanja do planiranog kapaciteta proizvodnje uz kontrolu dinamičkog nivoa, tako da pritisak na dnu bušotine nije manji od 80 bar.

Tokom ispitivanja bušotine potrebno je kvalitativno i kvantitativno registrovati sledeće podatke:

- vrstu, karakteristike i fazni odnos u ukupno dobijenom ležišnom fluidu;
- dinamički (Pd) pritisak na glavi bušotine (bar) i kretanje dinamičkog nivoa tokom klipovanja;
- ostale podatke neophodne za proces donošenja odluka.

Ukoliko rezultati osvajanja ne budu zadovoljavajući (slab dotok), potrebno je uraditi hemijsku obradu datog intervala primenom 4 m³ kiselinskog rastvora. Kolektor stene je predstavljen peskovitom brečom i škriljcima odnosno sadržajem karbonata oko 30%. Osvojiti bušotinu u cilju definisanja dotoka fluida. Ukupan sadržaj karbonata, određen kalcimetrijom uzoraka sa sita tokom bušenja, i prikazan je u tabeli 12.

Tabela 12. Sadržaj ukupnih karbonata u uzorcima sa sita

Dubina (m)	CaCO ₃ (%)	CaMg(CO ₃) ₂ (%)	Ukupno (%)
1555,00	25,73	6,60	32,33
1554,00	23,43	6,50	29,93
1553,00	20,30	9,53	29,83
1552,00	20,00	9,20	29,20
1551,00	19,58	8,93	28,51

Shodno tome što je u domenu otvorenog intervala 1555,00 – 1551,00 m vrednost sadržaja ukupnih karbonata veća od 20 %, pristupa se dizajniranju kiselinskog rastvora namenjenog za stimulaciju karbonatnih kolektora. Prethodnica i završnica čine vodeni rastvori sa dodatkom aditiva, dok se kiselina nalazi samo u rastvoru „B“, odnosno u glavnom kiselinskom rastvoru. Količine aditiva po 1 m³ rastvora date su u tablicama prema preporukama proizvođača. Aditivi koji ulaze u sastav ovog kiselinskog rastvora su sledeći:

1. Inhibitor korozije;
2. Regulator gvožđa;
3. Rastvarač taloga;
4. Stabilizator glina.

U tabeli pod brojem 13, predstavljen je sastav dizajniranog hemijskog rastvora za hemijsku obradu intervala 1555,00 – 1551,00 m.

Tabela 13. Sastav dizajniranog hemijskog rastvora za hemijsku obradu intervala 1555,00 – 1551,00 m.

Komponenta rastvora	Tip rastvora			Jedinica mere
	A	B	C	
Voda	985	2220	985	dm ³
Inhibitor korozije	-	20	-	dm ³
HCl	-	1700	-	dm ³
Regulator gvožđa	5	20	5	dm ³
Amonijum-bifluorid	5	20	5	kg
Rastvarač taloga	5	20	5	dm ³

Stabilizator glina	1000	4000	1000	dm³
UKUPNO	985	2220	985	dm³

B – koncentracija kiseline – 15%.

Proračun upumpavanja kiselinskog rastvora

Potrebna oprema u bušotini za izvođenje operacije hemijske obrade je sledeća:

- 2 komada tubinga 2 7/8" u intervalu od 1555,00 – 1551,00 m
- EA paker
- Kompozicija tubinga 2 7/8" do površine.

Zapremina tubinga se izračunava po formuli:

$$V_{tbg} = V_{utbg} * h_2 \quad (11)$$

$$V_{tbg} = 3,02 * 1555$$

$$V_{tbg} = 4696,10 \text{ dm}^3$$

V_{tbg} – Zapremina tubinga

V_{utbg} – Unutrašnja zapremina tubinga po dužnom metru (3,02 dm³/m)

h_2 – Donja granica otvorenog intervala (1555,00 m)

h_1 – Gornja granica otvorenog intervala (1551,00 m)

Zapremina prostora između kolone i tubinga u nivou intervala se izračunava po formuli:

$$V_{mp} = (h_2 - h_1) * (V_{ucsg} - V_v) \quad (12)$$

$$V_{mp} = (1555 - 1551) * (12,13 - 4,19)$$

$$V_{mp} = 31,76 \text{ dm}^3$$

V_{mp} – Zapremina prostora između kolone i tubinga

V_{ucsg} – Unutrašnja zapremina eksploatacione kolone po dužnom metru (12,13 dm³/m)

V_v – Zapremina istisnuta uranjanjem zatvorenog tubinga (4,19 dm³/m)

Ukupna zapremina koju je potrebno upumpati da bi kiselinski rastvor stigao do zone otvorenog intervala izračunava se po formuli:

$$V_u = V_{tbg} + V_{mp} \quad (13)$$

$$V_u = 4696,10 + 31,76$$

$$V_u = 4727,86 \text{ dm}^3 \approx 4730 \text{ dm}^3$$

Dakle, redosled rada tokom operacije je sledeći:

1. Pri otvorenoj cirkulacionoj spojnici EA pakera upumpava se 1000 dm³ rastvora „A“, 3730 dm³ kiselinskog rastvora „B“.
2. Zatvara se cirkulaciona spojnica EA pakera i zatvoriti kezing ventil.
3. Upumpati 270 dm³ kiselinskog rastvora „B“ i 1000 dm³ rastvora „C“.
4. Kiselinski rastvor se potiskuje iz tubinga u sloj radnim fluidom sa ukupnom zapreminom $V_u = 4750 \text{ dm}^3$. Pritisak tokom potisa ne sme prelaziti pritisak frakturiranja.

U okviru kiselinske obrade proizvodnih intervala bušotine X-004 izvršene su tri ciljane intervencije na intervalima: 1585,00 – 1575,00 m, 1567,00 – 1565,00 m i 1555,00 – 1551,00 m. Obrada je sprovedena na osnovu petrološke analize uzoraka, merenja sadržaja ukupnih karbonata i usklađenih tehnoloških proračuna. Utvrđeno je da sadržaj karbonata varira od najviše 89% u srednjem intervalu do najviše 11% u najdubljem, što je omogućilo precizno dizajniranje kiselinskih rastvora – za peščane, karbonatne, ili mešovite kolektore. U zavisnosti od mineraloškog sastava i očekivanog prijema formacije, dizajnirani su rastvori koji uključuju HCl, HF, kao i acetatnu (sirćetnu) kiselinu u slučaju visokog sadržaja karbonata (>70%), radi kontrole reaktivnosti i prodiranja u formaciju. Svaki rastvor je sadržao standardne aditive: inhibitor korozije, regulator gvožđa, rastvorač taloga i stabilizator glina, u količinama po preporuci proizvođača. Ukupne zapremine fluida upumpane u formaciju iznosile su:

- $\approx 4870 \text{ dm}^3$ za interval 1585,00 – 1575,00 m,
- $\approx 4750 \text{ dm}^3$ za interval 1567,00 – 1565,00 m,

- $\approx 4730 \text{ dm}^3$ za interval 1555,00 – 1551,00 m.

Svi radovi su izvedeni uz primenu EA pakera, tubinga Ø2 7/8", i strogo kontrolisanog pritiska ubrizgavanja, koji nije smeo prelaziti pritisak frakturiranja.

Analizom očekivanih ležišnih pritisaka i temperatura po intervalima uočena je blaga tendencija opadanja pritiska i temperature sa smanjenjem dubine, što je u skladu sa prirodnim geotermalnim i plinskim gradijentima kao na primer:

- interval 1585,00 – 1575,00 m karakteriše najviši pritisak od 215,50 bar i temperatura od 107,20 °C,
- interval 1555,00 – 1551,00 m ima pritisak od 194,05 bar i temperaturu od 105,60 °C.

Prema operativnim planovima i očekivanjima, ukupna proizvodnja iz bušotine X-004 projektovana je na $Q_f = 10 \text{ m}^3/\text{dan}$, od čega nafta čini oko 4,5 t/dan, uz sadržaj vode od 55%. Interval 1555,00 – 1551,00 m identifikovan je kao najperspektivnija proizvodna zona, što dodatno opravdava njegovu prioritetnu hemijsku obradu.

Ovi rezultati predstavljaju osnovu za evaluaciju uspešnosti intervencija i definisanje daljih koraka u eksploataciji i optimizaciji proizvodnje.

8. ZAKLJUČAK I PREPORUKA DALJIH ISTRAŽIVANJA

Rezultati istraživanja u okviru rada ukazali su na ključnu ulogu hemijske stimulacije, naročito kiselinskih obrada, u unapređenju produktivnosti bušotina i povećanju efektivne provodljivosti pribušotinske zone. Sprovedenim tretmanima na intervalima bušotine X-004 dokazano je da pažljivo osmišljeni kiselinski rastvori i prilagođeni radni parametri mogu dovesti do značajnog smanjenja otpora protoku u pribušotinskoj zoni, poboljšanja dotoka i postizanja stabilne proizvodnje bez povećanja sadržaja vode u fluidu. Ključni zaključci u okviru rada mogu se podeliti na:

1. Poboljšanje produktivnosti nakon kiselinskih obrada:

U proizvodnom intervalu od 1585,00 do 1575,00 metara, nakon primene rastvora hlorovodonične kiseline koncentracije 15% u ukupnoj zapremini od 6,0 kubnih metara, ostvaren je porast ukupne proizvodnje na 10 kubnih metara dnevno, pri čemu je sadržaj vode iznosio 60%. Otpor protoku u zoni oko bušotine smanjen je sa procenjene vrednosti od +4,5 na manje od 1, što ukazuje na visoku efikasnost izvedenog tretmana.

2. Stabilna proizvodnja u srednjem intervalu:

Na intervalu od 1567,00 do 1565,00 metara, primenom kiselinske kupke i uvodnog rastvora za pripremu formacije, ostvaren je dotok od 3,6 kubnih metara dnevno, pri čemu je sadržaj vode bio ispod 50%. Ovi rezultati potvrđuju tehnološku opravdanost primene tretmana i u plićim zonama, gde su zabeleženi niži pritisak (202,90 bara) i temperatura (106,10 °C).

3. Tretman u najplićem intervalu:

Obrada intervala 1555,00 – 1551,00 m dovela je do stabilne proizvodnje od 3,0 m³/dan, pri čemu je pritisak iznosio 194,05 bar, a temperatura 105,60 °C, što pokazuje potencijal i u plitkim formacijama uz pravilan izbor aditiva i sekvencija fluida.

4. Potvrda hipoteze o efektivnosti kiselinskog tretmana matriksa:

Kiselinska obrada, ukoliko se izvodi pri pritiscima ispod praga frakturiranja, može značajno umanjiti oštećenja prouzrokovana bušenjem i perforacijom, bez rizika od nekontrolisanog prodora vode ili unošenja taloga u produkcionu sistem.

5. Operativna i ekonomska opravdanost:

Ukupna primenjena količina kiselinskih rastvora iznosila je **14,2 m³** za sva tri intervala, uz minimalnu potrebu za rehabilitacijom i bez uočenih negativnih pojava (npr. taloženja gvožđa, pojave emulzije ili prekomerne korozije), što ukazuje na dobar izbor aditiva i protokola tretmana.

Preporuke za dalja istraživanja:

1. Razvoj adaptivnih modela za projektovanje tretmana:

Ispitati mogućnost primene softverskih simulacija (nodal analysis, acidizing simulators) za predviđanje stepena oštećenja poroznog prostora u pribušotinskoj zoni, dubine penetracije i optimalne sekvence fluida.

2. Integracija SCADA sistema u realnom vremenu:

Uvesti praćenje pritiska, temperature i protoka u realnom vremenu tj. režimu tokom i nakon kiselinskih tretmana radi pravovremene reakcije i detaljne post-obrade podataka.

3. Primena veštačke inteligencije u optimizaciji dizajna rastvora:

Primenom algoritama zasnovanih na mašinskoj obradi podataka, istražiti vezu između litološkog sastava, ranije utvrđenog otpora protoku u zoni oko bušotine i rezultata tretmana, s ciljem izrade modela za preporuku sastava kiselinskih rastvora u zavisnosti od tipa ležišta

4. Multiintervalna stimulacija i ekonomska analiza:

Proširiti primenu na više intervala istovremeno u okviru jedne bušotine i analizirati ekonomsku isplativost u odnosu na tradicionalne metode intervencije.

5. Ispitivanje alternativnih kiselina i biološki prihvatljivih aditiva:

Istražiti efekte upotrebe emulgovanih kiselina, organskih i neorganskih dodataka, kao i sredstava za sprečavanje korozije, koji imaju smanjen uticaj na životnu sredinu i tehničku opremu, posebno u uslovima osetljivih ekosistema

9. LITERATURA

1. Academia.edu. (2020). *Analyzing the production of horizontal and vertical well after applying proposed stimulation job*. Retrieved from <https://www.academia.edu/41088583>.
2. Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook* (4th ed.). Gulf Professional Publishing. ISBN 978-1-85617-803-7.
3. Alagoz, M., Ertekin, T., Ozkan, E. (2024). Performance evaluation of artificial lift methods in horizontal wells using data-driven diagnostics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 234, Article 110592, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2024.110592>.
4. Alghamdi, A. H., Osman, E. A., Nasr-El-Din, H. A. (2020). New methodology to quantify productivity of vertical wells in naturally fractured solution gas drive reservoirs with dual porosity and dual permeability. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3), 965–978. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00855-y>.
5. Al-Mutairi, S. H., Nasr-El-Din, H. A. (2009). Evaluation of matrix acidizing treatments. Paper presented at the SPE International Conference on Oilfield Chemistry. <https://doi.org/10.2118/121464-MS>.

6. Al-Yousef, H. Y., Nasr-El-Din, H. A., Al-Mutairi, S. H. (2000). New developments in sandstone acidizing treatments. Paper presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, <https://doi.org/10.2118/58713-MS>.
7. American Petroleum Institute. (1999). *Design and Operation of Oil and Gas Production Facilities*. API Publishing Services.
8. Arnold, K. E., Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations: Design of Oil-Handling Systems and Facilities* (3rd ed.). Gulf Professional Publishing.
9. Azar, J. J., Samuel, G. R. (2007). *Drilling Engineering*. PennWell Books.
10. Azar, J. J., Samuel, R. (2021). *Drilling Engineering* (2nd ed.). PennWell Corporation.
11. Baker, R. (2000). *Flow Assurance for Oilfield Production Facilities*. PennWell Books.
12. Barree, R. D., Conway, M. W. (1995). Beyond beta factors: A complete model for pressure drop in porous media and fractures. *SPE Production & Facilities*, 10(3), 171–176. <https://doi.org/10.2118/28541-PA>.
13. Bartko, K. (2011). *Formation Damage and Acidizing*. Oilfield Publications Limited.
14. Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. OGCI Publications.
15. Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design* (Vol. 56). Elsevier.
16. Bourgoyne, A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., Young, F. S. (1986). *Applied Drilling Engineering*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
17. BP. (2023). *Statistical Review of World Energy*. BP Publishing Services. (Note: as of 2023, the Statistical Review continues to be published annually but is now managed by the Energy Institute, though BP Branding persists.)
18. Brown, K. E. (1984). *The Technology of Artificial Lift Methods*. PennWell Books.
19. Cheng, X. (2023). Numerical optimization of stress-coupled perforation design for enhanced hydraulic fracture propagation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13, 1759–1774. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01896-3>.
20. Civan, F. (2015). *Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation* (3rd ed.). Gulf Professional Publishing.
21. Craft, B. C., Hawkins, M. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (2nd ed.). Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.
22. Crowe, C. W., Kline, W. E., Morse, R. A. (1992). *Acidizing Fundamentals*. Society of Petroleum Engineers.

23. Dake, L. P. (2001). *The Practice of Reservoir Engineering* (Revised ed., Vol. 36). Amsterdam: Elsevier.
24. Đukić, V. (2020). *Sistemi za kontrolu erupcije u bušotinama visokog pritiska*. Beograd: Institut za bušačku tehniku.
25. Đurđević, M. (2010). *Tehnologija bušenja i izgradnje naftnih i gasnih bušotina*. Novi Sad: Fakultet tehničkih nauka.
26. Economides, M. J., Nolte, K. G. (2000). *Reservoir Stimulation* (3rd ed.). Chichester: Wiley.
27. Economides, M. J., Hill, A. D., Ehlig-Economides, C. A., Zhu, D. (2013). *Petroleum Production Systems* (2nd ed.). Pearson Education.
28. Gas Processors Suppliers Association. (2004). *Engineering Data Book* (12th ed.). GPSA.
29. Gdanski, R. D. (1999). Understanding reaction chemistry can improve acid treatments. *Oil and Gas Journal*, 97(12), 51–56.
30. Gdanski, R. D., Schiegg, H. (1998). Matrix acidizing in sandstone reservoirs. *SPE Journal*, 3(3), 219–226. <https://doi.org/10.2118/39470-PA>.
31. Gidley, J. L., Holditch, S. A., Nierode, D. E., Veatch, R. W. (Eds.). (1990). *Recent Advances in Hydraulic Fracturing* (Monograph Series No. 12). Society of Petroleum Engineers.
32. Gas Processors Suppliers Association. (2004). *Engineering Data Book* (12th ed.). GPSA.
33. Caenn, R., Darley, H. C. H., Gray, G. R. (2016). *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids* (7th ed.). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804751-4.00001-8>.
34. Green, D. W., Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*.
35. Huang, Y., Zhang, J., Xu, T. (2024). A comprehensive review of production forecasting in low-permeability reservoirs: Analytical, numerical, and machine learning approaches. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 117, Article 105547. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2024.105547>.
36. Jelić, I. (2018). *Upravljanje pritiskom i stabilnost bušotine*. Beograd: Institut za naftu i gas.
37. Jiang, Y., Wang, H., Sun, X. (2023). Non-Darcy flow characteristics in deep tight gas reservoirs and their effect on wellbore stability. *Energy Exploration & Exploitation*, 41(5), 1563–1580. <https://doi.org/10.1177/01445987231104212>.

38. Johnston, D. (2006). *Oil Company Financial Analysis in Nontechnical Language* (2nd ed.).
39. Jovanović, S. (2012). *Geološki aspekti u planiranju lokacije za naftne bušotine*. Beograd: Rudarsko-geološki fakultet.
40. Kaiser, M. J., Pulsipher, A. G. (2020). *Offshore Energy and Storage Systems*. Springer.
41. Kalfayan, L. J. (2008). *Production Enhancement with Acid Stimulation* (2nd ed.). Gulf Professional Publishing.
42. Kandiel, M., El Kheshen, A., Al Sayed, M. (2025). Primena nanomaterijala za poboljšanje mokrenja i smanjenje površinske napetosti u karbonatnim rezervoarima. *Journal of Enhanced Oil Recovery*, 30(2), 245–263.
43. King, G. E. (2019). Hydraulic fracturing horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, 71(3), 34–41.
44. Knežević, M. (2020). *Hemijska oštećenja ležišta tokom bušenja i metode sanacije*. Novi Sad: Fakultet tehničkih nauka.
45. Kovačević, R. (2014). *Projektovanje konstrukcije bušotina*. Novi Sad: Tehnički fakultet "Mihajlo Pupin".
46. Lake, L. W. (2014). *Enhanced Oil Recovery* (2nd ed.). Prentice Hall.
47. Lake, L. W., Johns, R. T., Rossen, W. R., Pope, G. A. (2022). *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery* (2nd ed.). Society of Petroleum Engineers.
48. Lake, L. W., Johns, R. T., Rossen, W. R., Pope, G. A. (2007). *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
- Li, B., Chen, X., Liu, Z. (2023). Horizontal well productivity prediction based on fracture network complexity and reservoir pressure. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 228, Article 109934. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2023.109934>.
49. Liu, Y., Zhang, L., Chen, H. (2024). Explainable machine learning framework for predicting productivity of plunger-lifted gas wells. *Expert Systems with Applications*, 244, Article 121321. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2023.121321>.
50. Lucia, F. J. (2007). *Carbonate Reservoir Characterization* (2nd ed.). Springer.
51. Mahdavi Kalatehno, M., Ghorbani, A., Aghajani, M. (2025). Optimization of viscoelastic diverting acid injection for matrix stimulation in carbonate reservoirs. *Petroleum Research*. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2025.02.003>.

52. Manning, F. S., Thompson, R. E. (1995). *Oilfield Processing of Petroleum: Crude Oil* (Vol. 1). PennWell Books, Tulsa, OK; ISBN 978-0878143542.
53. Marković, B., Đorđević, M. (2017). *Bezbednost i ekološki aspekti u bušačkim operacijama*. Beograd: Institut za naftu i gas.
54. McCain, W. D. (2017). *The Properties of Petroleum Fluids* (3rd ed.). Tulsa, OK: PennWell Corporation.
55. McLeod, H. O., & Lantz, R. B. (1972). The acidizing process: Considerations for optimum design. *Journal of Petroleum Technology*, 24(9), 1051–1058. <https://doi.org/10.2118/3713-PA>.
56. MDPI. (2021). Horizontal and vertical well performance comparison in heterogeneous reservoirs. *Energies*, 14(5), Article 1223. <https://doi.org/10.3390/en14051223>.
57. Mihić, M., Petrović, Z., Lukić, D. (2016). *Pravni i tehnički aspekti pripreme lokacije za naftne i gasne bušotine*. Novi Sad: Centar za energetske studije.
58. Milić, V. (2018). *Cementacija u naftnom inženjerstvu: teorija i praksa*. Pančevo: Tehnički institut za naftu.
59. Milutinović, S. (2021). *Polimerni bušački fluidi – dizajn i primena*. Subotica: Tehnički fakultet.
60. Mitchell, R. F. (1995). *Advanced Well Control*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
61. Moghadam, S., Saidi, M., Rafieepour, S. (2020). An analytical approach for calculating inflow performance relationship (IPR) in dual-porosity reservoirs. *Journal of Energy Resources Technology*, 142(10), 103001. <https://doi.org/10.1115/1.4047657>.
62. Mohammadi, S. (2024). Reaction time control during acidizing in deep carbonate formations: A skin factor approach. *Journal of Energy Resources Technology*. <https://doi.org/10.1115/1.4065008>.
63. Montgomery, C. T. (2010). Fracturing fluid components. In L. W. Lake, R. E. Holtz, M. Economides (Eds.), *Hydraulic Fracturing* (pp. 26–45). Society of Petroleum Engineers.
64. Nasr-El-Din, H. A., Al-Mutairi, S. H., Al-Yousef, H. Y. (2002). New organic/inorganic acid systems for high-temperature matrix acidizing. *SPE Production & Facilities*, 17(3), 145–151. <https://doi.org/10.2118/75230-PA>.

65. Nikolić, I. (2021). *Bezbednosna oprema u naftnoj industriji – standardi i prakse*. Novi Sad: Tehnička akademija.
66. Ohia, C. E. (2025). AI-powered selection of artificial lift methods using deep learning and fuzzy logic integration. *Preprint*, arXiv. <https://arxiv.org/abs/2502.01847>.
67. Pavlović, A. (2021). *Interakcija bušačkih fluida i stenskih formacija*. Beograd: Rudarsko-geološki fakultet.
68. Petrova, M., & Tinsley, J. C. (2003). Mineralogy and diagenesis of sandstone reservoirs. In R. S. Jones (Ed.), *Sandstone Petroleum Reservoirs* (pp. 45–78). AAPG Publications.
69. Petrović, A., Vuković, M. (2020). *Održavanje i testiranje sigurnosne opreme na bušotinama*. Subotica: Tehnički fakultet.
70. Petrović, Z. (2015). *Ekonomika i logistika u naftnoj industriji*. Novi Sad: Visoka tehnička škola strukovnih studija.
71. Popović, N. (2019). *Završni radovi na bušotinama – pristupi i analize*. Subotica: Tehnički fakultet.
72. Rabia, H. (2002). *Well Engineering & Construction*. Entrac Consulting Ltd., London
73. Radović, S. (2014). *Osnove naftnog inženjerstva*. Beograd: Naučna knjiga.
74. Rakić, N. (2020). *Optimizacija vremena izloženosti produkcione zone*. Pančevo: Tehnički institut za naftu.
75. Rassenfoss, S. (2022). Advances in directional drilling. *Journal of Petroleum Technology*.
76. Ristić, N. (2022). *Digitalni nadzor sigurnosnih sistema u naftnoj industriji*. Beograd: Centar za tehnički razvoj.
77. Satter, A., Iqbal, G. M. (2016). *Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software*. PennWell Book.
78. Savić, D. (2022). *Formacijska osetljivost i selekcija kompatibilnih fluida*. Novi Sad: Centar za energetska istraživanja.
79. Schlumberger. (2011). *Oilfield Glossary*. Retrieved from <https://www.glossary.oilfield.slb.com>.
80. Seifi, M., Arabloo, M., Gharibi, M. (2024). Integrated application of mechanical and chemical methods for controlling water influx in wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 14(2), 312–328.84. Selley, R. C. (1998). *Elements of Petroleum Geology* (2nd ed.). San Diego, CA: Academic Press.

81. Smith, M. B. (1994). Acidizing techniques in carbonate formations. *World Oil*, 215(6), 69–74.
82. Smith, M. B., Hendrickson, R. A. (2003). Acidizing fundamentals. *Schlumberger Oilfield Review*, 15(1), 44–56.
83. Society of Petroleum Engineers. (2023). Technical papers and resources. Retrieved from <https://www.spe.org>.
84. Speight, J. G. (2014). *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5th ed.). CRC Press.
85. Speight, J. G. (2019). *Natural Gas: A Basic Handbook* (1st ed.). Houston, TX: Gulf Publishing Company.
86. Stanford University. (2023). Drilling, completing, and producing oil and natural gas wells. *Stanford Understand Energy*. Retrieved from <https://understand-energy.stanford.edu/energy-resources/fossil-fuel-energy/drilling-completing-and-producing-oil-and-natural-gas-wells>.
87. Stanković, M. (2011). *Bušački fluidi i njihova primena u zaštiti ležišta*. Novi Sad: Fakultet tehničkih nauka.
88. Stevanović, L. (2019). *Prevenција i upravljanje rizikom od erupcija tokom bušenja*. Novi Sad: Fakultet tehničkih nauka.
89. Radović, S. (2014). *Osnove naftnog inženjerstva*. Beograd: Naučna knjiga.
90. Rakić, N. (2020). *Optimizacija vremena izloženosti produkcione zone*. Pančevo: Tehnički institut za naftu.
91. Rassenfoss, S. (2022). Advances in directional drilling. *Journal of Petroleum Technology*.
92. Ristić, N. (2022). *Digitalni nadzor sigurnosnih sistema u naftnoj industriji*. Beograd: Centar za tehnički razvoj.
93. Satter, A., & Iqbal, G. M. (2016). *Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software*. PennWell Books.
94. Savić, D. (2022). *Formacijska osetljivost i selekcija kompatibilnih fluida*. Novi Sad: Centar za energetska istraživanja.
95. Schlumberger. (2011). *Oilfield Glossary*. Retrieved from <https://www.glossary.oilfield.slb.com>.

96. Seifi, M., Arabloo, M., & Gharibi, M. (2024). Integrirana primena mehaničkih i hemijskih metoda za kontrolu priliva vode u bušotinama. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 14(2), 312–328.
97. Selley, R. C. (1998). *Elements of Petroleum Geology* (2nd ed.). San Diego, CA: Academic Press.
Smith, M. B. (1994). Acidizing techniques in carbonate formations. *World Oil*, 215(6), 69–74.
98. Smith, M. B., Hendrickson, R. A. (2003). Acidizing fundamentals. *Schlumberger Oilfield Review*, 15(1), 44–56.
99. Society of Petroleum Engineers. (2023). Technical papers and resources. Retrieved from <https://www.spe.org>.
100. Speight, J. G. (2014). *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5th ed.). CRC Press.
101. Speight, J. G. (2019). *Natural Gas: A Basic Handbook* (1st ed.). Houston, TX: Gulf Publishing Company.
102. Stanford University. (2023). Drilling, completing, and producing oil and natural gas wells. *Stanford Understand Energy*. Retrieved from <https://understand-energy.stanford.edu/energy-resources/fossil-fuel-energy/drilling-completing-and-producing-oil-and-natural-gas-wells>.
103. Stanković, M. (2011). *Bušaćki fluidi i njihova primena u zaštiti ležišta*. Novi Sad: Fakultet tehničkih nauka.
104. Stevanović, L. (2019). *Prevenција i upravljanje rizikom od erupcija tokom bušenja*. Novi Sad: Fakultet tehničkih nauka.
105. Tanasić, D. (2013). *Rotaciono i turbinsko bušenje: Tehnička rešenja i primena*. Beograd: Institut za rudarstvo i geologiju.
106. Tangparitkul, P. (2024). Impact of pNIPAM nanoparticles in a low-salinity solution on oil–rock separation dynamics. *Journal of Oil & Gas Science and Technology*, 16(4), 889–905.
107. Thomas, B. J., Wang, W., Tardy, G. M. (2020). Advancements in carbonate matrix acidizing. *Proceedings of SPE International Conference on Oilfield Chemistry*. <https://doi.org/10.2118/199987-MS>.

108. Thomas, F. B., Crowe, C. W., Morse, R. A. (1998). Fluoroboric acid: A new acidizing system for sandstone formations. *SPE Production & Facilities*, 13(3), 183–188.
109. Tiab, D., Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
110. Tissot, B. P., Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration* (2nd ed.). Berlin: Springer-Verlag.
111. Todorović, L. (2019). *Očuvanje permeabilnosti u priobalnim bušotinama*. Beograd: Naučna knjiga.
112. WallStreetMojo. (2023). Horizontal well definition. Retrieved from <https://www.wallstreetmojo.com/horizontal-well/>.
113. Wang, Z., Tang, L., He, M. (2025). Multifactor optimization of production performance in extended-reach horizontal wells. *SPE Production & Operations*. Advance online publication. <https://doi.org/10.2118/217892-PA>.
114. Yang, J., Zhang, W., Liu, H. (2024). Application of a data-driven analytical model for forecasting well stimulation outcomes. *Scientific Reports*, 14(1), 12211. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-82454-z>.
115. Yousufi, M. M., Mohyaldinn Elhaj, M. E., Dzulkarnain, I. B. (2024). A review on use of emulsified acids for matrix acidizing in carbonate reservoirs. *ACS Omega*, 9(10), 11027–11049. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c07132>.
116. Zelić, M. (1987). *Tehnologija sabiranja nafte i gasa*. Naučna knjiga.
117. Zelić, M. (1990). *Transport i skladištenje nafte i gasa*. Naučna knjiga.
118. Zhang, L., Wang, R., Song, H., Xie, H., Fan, Z., Sun, P., Yanhua, D. (2019). Numerical investigation of techno-economic multiobjective optimization of geothermal water reservoir development: A case study of China. *Water*, 11, Article 2323. <https://doi.org/10.3390/w11112323>.
119. Zhao, J., Wang, Z., He, M. (2024). Effect of perforation cluster design on hydraulic fracture propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 232, Article 110540. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2024.110540>.
120. Zhao, L., Zhang, Y., Ma, J. (2022). Dynamic evaluation of reservoir and fracturing parameters influencing gas well productivity. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 100, Article 104498. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104498>

