

MINISTARSTVO ZAŠTITE OKOLIŠA I ENERGETIKE

1848

Na temelju članka 43. Zakona o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika (»Narodne novine«, br. 52/18) (dalje u tekstu: Zakon) ministar zaštite okoliša i energetike donosi

PRAVILNIK O REZERVAMA

I. UVODNE ODREDBE

Članak 1.

Ovim se Pravilnikom propisuje sadržaj zahtjeva za utvrđivanje količine i kakvoće rezervi odnosno za utvrđivanje podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida, način i uvjeti za razvrstavanje rezervi ugljikovodika i geotermalne vode za energetske svrhe u klase i kategorije odnosno način i uvjeti za utvrđivanje građe, oblika, veličine i obujma geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida, rad povjerenstva za utvrđivanje rezervi i postupanje povjerenstva tijekom utvrđivanja i ovjere rezervi odnosno utvrđivanja i ovjere podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida, obrasci za dostavu podataka, bitna i nebitna odstupanja od dokumentacije o rezervama ugljikovodika i geotermalne vode za energetske svrhe, utvrđivanje građe, oblika, veličine i obujma geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida rad, povjerenstva za vrednovanje ugljikovodika odnosno utvrđivanje tržišne cijene ugljikovodika i postupanje povjerenstva tijekom vrednovanja ugljikovodika.

Članak 2.

Investitor, kao ovlaštenik dozvole za istraživanje ili dozvole za eksploataciju, dužan je podatke o rezervama ugljikovodika iz članka 1. ovog Pravilnika utvrđivati i evidentirati na način određen ovim Pravilnikom i to za ležišta koja su u eksploataciji, za ležišta kod kojih je istraživanje prekinuto, za ležišta čije je istraživanje završeno, i za ležišta izvan eksploatacije koja nisu iscrpljena.

Članak 3.

(1) Investitor je dužan dostaviti podatke o rezervama ugljikovodika ministarstvu nadležnom za energetiku (dalje u tekstu: Ministarstvo) na obrascima 1 i 5, koji čine sastavni dio ovog Pravilnika.

(2) Investitor je dužan dostaviti podatke o rezervama geotermalne vode za energetske svrhe Ministarstvu na obrascima 2 i 6, koji čine sastavni dio ovog Pravilnika.

(3) Investitor je dužan dostaviti podatke o podzemnim skladištima plina i trajnom zbrinjavanju ugljikova dioksida Ministarstvu na obrascima 3, 4, 7 i 8, koji čine sastavni dio ovog Pravilnika.

II. KLASIFIKACIJA, KATEGORIZACIJA I EVIDENCIJA REZERVI UGLJIKOVODIKA

Uvod

Članak 4.

(1) Ukupni volumen ugljikovodika predstavlja količine ugljikovodika koje se nalaze u prirodnim akumulacijama u zemljinoj kori i dijeli se na već otkriveni ukupni volumen ugljikovodika i na volumen ugljikovodika koji je još neotkriven.

(2) Klasifikacija i kategorizacija ugljikovodika temelji se na geološko-tehnološkim osnovama eksploatacije već otkrivenih ugljikovodika te ekonomskim kriterijima.

(3) Temeljem ekonomskih kriterija otkrivene ukupne volumene ugljikovodika klasificiramo na komercijalno pridobive i nekomercijalno pridobive te nepridobive.

(4) Temeljem načela ekonomičnog pridobivanja ugljikovodika komercijalno pridobive ukupne volumene otkrivenih ugljikovodika dijelimo na: pridobivene količine i rezerve.

(5) Temeljem načela ekonomičnog pridobivanja ugljikovodika nekomercijalne ukupne volumene otkrivenih ugljikovodika dijelimo na uvjetovane resurse ugljikovodika za koje je u danom vremenu procijenjeno kako ih nije moguće komercijalno pridobivati i nepridobive.

(6) Svaka od navedenih klasa je kategorizirana na temelju stupnja sigurnosti pridobivanja ugljikovodika.

(7) Perspektivni resursi su još neotkriveni ukupni volumeni ugljikovodika za koje je u danom vremenu procijenjeno da su potencijalno pridobivi.

(8) Za kategorizaciju i klasifikaciju rezervi ugljikovodika, u slučaju dvojbi unutar kategorija i klasa iz ovog Pravilnika, može se koristiti međunarodna dobra praksa utvrđena u Sustavu upravljanja naftnim resursima (*Petroleum Resources Management System*), a koja je objavljena od strane Društva naftnih inženjera (*Society of Petroleum Engineers – SPE*), a konačnu odluku donosi Ministarstvo.

Ukupni volumen ugljikovodika		Pridobivene količine ugljikovodika				
		Otkriveno			Neotkriveno	
Ukupni volumen otkrivenih ugljikovodika	Otkriveno	Dokazane rezerve P1	Vjerojatne rezerve P2	Moguća rezerva P3		
		1P	2P	3P		
Ukupni volumen neotkrivenih ugljikovodika	Neotkriveno	Uvjetovani dokazani resursi C1	Uvjetovani vjerojatni resursi C2	Uvjetovani mogući resursi C3		
		1C	2C	3C		
		Regulirano				
		Prospektivni resursi				
		Regulirano				

Članak 5.

Pojedini pojmovi u smislu ovog Pravilnika imaju sljedeće značenje:

1) Ukupni volumen ugljikovodika je volumen koji u zbroju predstavlja već pridobivene količine ugljikovodika do tog datuma, zatim količine ugljikovodika za koje je u danom vremenu procijenjeno da su sadržane u poznatim akumulacijama te količine ugljikovodika procijenjene u još neotkrivenim akumulacijama uključujući i nepridobive količine ugljikovodika.

2) Ukupni volumen otkrivenih ugljikovodika je volumen koji u zbroju predstavlja već pridobivene količine ugljikovodika do tog datuma, zatim količine ugljikovodika za koje je u danom vremenu procijenjeno da su sadržane u poznatim akumulacijama uključujući i nepridobive količine ugljikovodika.

3) Ukupni volumen neotkrivenih ugljikovodika predstavlja količine ugljikovodika procijenjene u još neotkrivenim akumulacijama uključujući i nepridobive količine ugljikovodika.

4) Pridobivene količine su one količine ugljikovodika koje su stvarno pridobivene u određenom vremenskom razdoblju.

5) Rezerve su one količine ugljikovodika za koje se predviđa da će biti komercijalno pridobivene iz poznatih akumulacija, od određenog datuma nadalje pod poznatim uvjetima. Rezerve moraju biti otkrivene, pridobive poznatim tehnološkim metodama, komercijalne te preostale od određenog datuma nadalje. Sve procjene rezervi uključuju određeni stupanj nesigurnosti, te su stoga rezerve kategorizirane s obzirom na stupanj nesigurnosti pridobivanja koji ovisi o količini geoloških i inženjerskih podataka dostupnih za procjenu rezervi. Na temelju stupnja nesigurnosti rezerve se kategoriziraju na dokazane (1P) i nedokazane rezerve koje mogu biti vjerojatne (P2) i moguće rezerve (P3). Ako se rezerve prikazuju kao suma dokazanih i vjerojatnih rezervi one se označavaju oznakom 2P, a ako se prikazuju kao zbroj dokazanih, vjerojatnih i mogućih one se označavaju oznakom 3P.

6) Uvjetovani resursi su one otkrivene i potencijalno pridobive količine ugljikovodika za koje se, trenutno, smatra da ne zadovoljavaju kriterije komercijalnosti. Uvjetovani resursi ugljikovodika po stupnju njihove istraženosti i pripremljenosti za eksploataciju svrstavaju se u dokazane (C1), vjerojatne (C2) i moguće resurse (C3). Razlozi nekomercijalnosti mogu biti sljedeći: nepostojanje tržišta ili transportnog sustava za proizvodnju, nedostupnost tehnologije potrebne za komercijalnu proizvodnju, neodobreno preuzimanje obveza potrebnih da bi se proizvodilo, nepovoljna cijena, proizvodnja nakon isteka koncesije/ugovora.

7) Perspektivni resursi su one količine ugljikovodika za koje se smatra kako bi potencijalno mogli biti otkriveni iz nepoznatih akumulacija ugljikovodika.

8) Nepridobivi ugljikovodici su dio od ukupnog volumena koji je nepridobiv postojećom tehnologijom ili je neopravdana njegova pridobivost. Čak kad su ugljikovodici prisutni u komercijalnim količinama, nije moguće pridobiti ukupnu količinu.

Klasifikacija i kategorizacija rezervi ugljikovodika

Članak 6.

(1) Za procjenu ukupnog volumena otkrivenih ugljikovodika mogu se koristiti determinističke i probabilističke metode.

(2) Primjena determinističke metode podrazumijeva uzimanjem diskretne vrijednosti ili niza vrijednosti za svaki parametar unosa kako bi se dobila jednoznačna procjena ukupnog volumena.

(3) Primjena probabilističke metode podrazumijeva korištenje parametara na način da im se pridoda raspon procjene i pridruži vjerojatnost pri procjeni ukupnog volumena te se ista koristi za procjenu u istražnom razdoblju i početnoj fazi razrade ležišta.

Rezerve ugljikovodika

Članak 7.

(1) Dokazane rezerve (P1) su one količine ugljikovodika koje se analizom geoloških i inženjerskih podataka mogu procijeniti s visokom sigurnošću kao komercijalno pridobive, od određenog datuma nadalje, iz poznatih ležišta, pod definiranim ekonomskim uvjetima, postojećim tehnološkim metodama i zakonskim regulativama.

(2) Rezerve se smatraju dokazanima ako su komercijalno pridobive količine iz ležišta podržane stvarnim podacima o pridobivenim količinama i konačnim, pouzdanim testiranjima ležišta. U tom kontekstu, dokazane rezerve predstavljaju stvarno pridobive količine, a ne samo produktivnost bušotine ili ležišta.

(3) Rezerve se smatraju dokazanima ako postoji infrastruktura za obradu i transport tih ugljikovodika na tržište u trenutku procjene rezervi.

(4) Ako se koriste determinističke metode, mora postojati visok stupanj sigurnosti da će rezerve biti pridobivene.

(5) Ako se koristi probabilistička metoda procjene rezervi, mora postojati najmanje 90% vjerojatnosti (P90) da će procijenjene količine zaista biti pridobivene u jednakoj ili većoj količini od procjene.

Članak 8.

(1) Za svrstavanje rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina u kategoriju dokazanih rezervi (P1), osim osnovnim uvjetima iz članka 7. ovog Pravilnika, mora biti udovoljeno i sljedećim uvjetima:

- ležište ili dio ležišta mora po cijeloj površini biti dokazano bušotinama čiji broj i raspored osigurava pouzdanost utvrđivanja rezervi dokazane kategorije (P1)

- prostiranje rezervi dokazane kategorije (P1) ograničeno je tektonskim, litološkim i stratigrafskim ekranom

- kontakt fluida mora biti definiran

- u slučaju kada nema podatka o kontaktu fluida, strukturno najniža izmjerena ili poznata točka pojave ugljikovodika smatra se referentnom za određivanje dokazanih rezervi (P1)

- efektivna debljina ležišta mora biti određena kvantitativnom interpretacijom karotažnih mjerenja na svim bušotinama na području rasprostiranja dokazanih rezervi (P1) i uspoređena s podacima jezgrovanja ležišta ako su jezgre dostupne

- petrofizikalna svojstva ležišnih stijena, kao što su šupljikavost, propusnost i zasićenje vodom, moraju biti određena laboratorijskim analizama uzoraka jezgara i/ili interpretacijom karotažnih mjerenja

- ležištu ili skupini ležišta koja predstavljaju eksploatacijsku cjelinu moraju se:

- (a) odrediti fizikalna i kemijska svojstva fluida

- (b) odrediti početni ležišni uvjeti (statički tlak i temperatura) utvrđeni dubinskim mjerenjima

- (c) odrediti PVT odnosi fluida

- (d) obaviti hidrodinamička ispitivanja eksploatacijskih bušotina u cilju utvrđivanja proizvodnih svojstava bušotine.

(2) Dokazane rezerve se mogu kategorizirati i kao dokazane nerazrađene isključivo u slučajevima kada:

- su potrebna dodatna ulaganja na postojećoj bušotini koja je bila u eksploataciji, ali je potrebno dodatno ulaganje kako bi se bušotina perforirala ili se promijenila oprema

- je nova bušotina izrađena između postojećih eksploatacijskih bušotina te služi za progušćivanje mreže bušotine, ali se spajanje na sustav za pridobivanje očekuje u roku kraćem od tri godine.

(3) Ako u ležištu postoje i rezerve niže kategorije, osim dokazanih rezervi (P1), granica između dokazanih rezervi i rezervi niže kategorije određuje se prema geološkim i proizvodnim karakteristikama ležišta.

(4) O određivanju kategorizacije dokazanih nerazrađenih rezervi, u slučaju spora, mjerodavno je tumačenje Ministarstva.

Članak 9.

(1) One količine ugljikovodika koje su procijenjene na temelju geoloških i/ili inženjerskih podataka sličnih onima koji su se koristili pri procjeni dokazanih rezervi, ali tehnički, ugovorni, ekonomski ili zakonski okviri isključuju mogućnost da te rezerve budu klasificirane kao dokazane, klasificiraju se kao vjerojatne (P2) ili moguće rezerve (P3).

(2) Vjerojatne i moguće rezerve se procjenjuju uz pretpostavljene buduće tehničke i ekonomske uvjete.

(3) Vjerojatne rezerve – P2 – su one rezerve koje analizom geoloških i inženjerskih podataka pokazuju kako je manje vjerojatno da su pridobive od dokazanih rezervi.

(4) U slučaju kada se koriste probabilističke metode za procjenu rezervi, za vjerojatne rezerve mora postojati vjerojatnost od barem 50% (P50) kako prikazane rezerve mogu biti pridobivene u jednakoj ili većoj količini od procjene.

(5) Vjerojatne rezerve mogu uključiti:

(a) rezerve za koje se predviđa kako će biti dokazane izradom normalne mreže bušotina za proširenje ležišta, ali trenutno ne postoji dovoljno ležišnih podataka kako bi bile svrstane u dokazane rezerve

(b) rezerve u ležištima za koja se smatra kako bi mogle biti produktivne temeljem karotažnih podataka, ali ne postoje podaci jezgara ili pouzdani podaci testiranja bušotina i koje nisu analogne s ležištima u proizvodnji ili ležištima s dokazanim rezervama

(c) rezerve koje se pripisuju interpolacijskim bušenjem, a koje su mogle biti klasificirane kao dokazane da je gušća mreža bušotina bila odobrena u vrijeme procjene

(d) rezerve koje se mogu pripisati poznatim metodama za povećanje iscrpka koje su se pokazale tehnički i komercijalno uspješnim, ako je projekt ili pilot projekta planiran, ali se još nije počeo implementirati i/ili kada se stijena, fluid, i karakteristike ležišta čine pogodnim za komercijalnu primjenu

(e) rezerve u dijelu formacije koja je izdvojena od dokazanog područja rasjedima, a geološka interpretacija ukazuje da je to područje strukturno više od dokazanog područja

(f) rezerve koje se odnose na projekte kojima nedostaje obvezujuća odluka uprave naftno-rudarskog gospodarskog subjekta o realizaciji, ali je vjerojatno da će biti realizirana u bliskoj budućnosti te maksimalno vrijeme realizacije projekta ne prelazi pet godina

(g) rezerve koje se pripisuju budućim remontnim radovima, obradama, ponovnim obradama, promjenom opreme, ili drugim mehaničkim postupcima, a koji se nisu do sada dokazali uspješnim na bušotinama sličnog ponašanja u analognim ležištima

(h) rezerve u dokazanim ležištima, gdje alternativna interpretacija proizvodnog ponašanja ukazuje na veće količine nego što su prikazane u dokazanim rezervama

(i) rezerve koje će se moći pridobiti ako se ulože značajna financijska sredstva.

(6) Ako, osim vjerojatne kategorije rezervi ugljikovodika (P2), u ležištu postoje i rezerve moguće kategorije (P3) granica između njih određuje se prema geološkim i proizvodnim karakteristikama ležišta.

(7) Moguće rezerve – P3 – su one rezerve koje analizom geoloških i inženjerskih podataka pretpostavljaju kako je manje vjerojatno da će biti pridobivene od vjerojatnih rezervi.

(8) U slučaju kada se koriste probabilističke metode za procjenu rezervi, za moguće rezerve, mora postojati vjerojatnost od barem 10% kako prikazane rezerve mogu biti pridobivene u jednakom ili većem iznosi od procjene.

(9) Moguće rezerve mogu uključiti:

(a) rezerve koje bi, temeljeno na geološkim interpretacijama, mogle postojati izvan područja klasificiranih kao vjerojatne rezerve

(b) rezerve koje na temelju interpretacije karotažnih mjerenja i analize jezgara izgledaju kao mogući nosioci ugljikovodika

(c) rezerve koje se pripisuju izradi gušće mreže bušotina, ali u uvjetima tehničke nesigurnosti

(d) rezerve koje se mogu pripisati metodama za povećanje iscrpka ako je projekt ili pilot projekta planiran, ali nije u operativnom procesu i/ili kada su stijena, fluid, i karakteristike ležišta takvi da postoji osnovana sumnja kako rezerve mogu biti komercijalno pridobive

(e) rezerve u području formacije koja se čini odvojenom od dokazanog područja rasjedima i geološka interpretacija pokazuje kako se predmetno područje nalazi u strukturno dubljoj formaciji nego ono prikazano u dokazanim rezervama.

Članak 10.

Za svrstavanje rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina u kategoriju vjerojatnih rezervi (P2), osim osnovnim uvjetima iz članka 9. stavcima 2. – 9. ovog Pravilnika, mora biti udovoljeno i ovim uvjetima:

– ležište ili dio ležišta mora biti dokazano bušotinama čiji broj i raspored omogućavaju da se utvrdi geološka građa, oblik, veličina i granice ležišta

– da je prostiranje vjerojatnih rezervi (P2) ograničeno tektonskim, litološkim i/ili stratigrafskim ekranima i faznim granicama fluida

– kontakt fluida mora biti definiran

– u slučaju kada nema podatka o kontaktu fluida, strukturno najniža izmjerena ili poznata točka pojave ugljikovodika ili kontakt pretpostavljen temeljem karotažnih mjerenja u bušotini smatra se referentnim za određivanje vjerojatnih rezervi (P2)

– efektivna debljina kolektora mora biti određena kvantitativnom interpretacijom karotažnih mjerenja na svim izrađenim bušotinama na području prostiranja vjerojatnih rezervi (P2) i uspoređena s podacima uzetih jezgri iz kolektora ležišta najmanje na jednoj bušotini

- petrofizikalna svojstva kolektorskih stijena, kao što su šupljikavost, propusnost i zasićenje vodom, moraju biti određena laboratorijskim analizama iz raspoloživih uzoraka jezgara i interpretacijom karotažnih mjerenja
- za ležišta ili skupinu ležišta koja predstavljaju eksploatacijski objekt moraju se:
 - (a) odrediti i fizikalna i kemijska svojstva fluida
 - (b) odrediti i početni ležišni uvjeti (statički tlak i temperatura) utvrđeni dubinskim mjerenjima
 - (c) odrediti PVT odnose fluida
 - (d) obaviti hidrodinamička ispitivanja na bušotinama.

Uvjetovani resursi

Članak 11.

(1) Uvjetovani resursi kategoriziraju se s obzirom na stupanj njihove pripremljenosti za komercijalno pridobivanje na dokazane uvjetovane resurse (C1), vjerojatne uvjetovane resurse (C2) i moguće uvjetovane resurse (C3).

(2) Uvjetovani resursi su one količine za koje trenutačno ne postoji tržište, ne postoji ugovor ili je on prestao vrijediti, ekonomska isplativost ovisi o tehnologiji u razvoju ili gdje procjena akumulacije nije dovoljna za pouzdanu procjenu ekonomičnosti.

(3) Uvjetovani resursi dalje su kategorizirani u skladu s razinom sigurnosti povezane s procjenama i mogu se podvesti na temelju dospijeca projekta i/ili karakteristikama njihovog ekonomskog statusa.

(4) Dokazani uvjetovani resursi (C1) su on uvjetovani resursi koji zadovoljavaju uvjete iz članaka 7. i 8. ovog Pravilnika, ali za njih ne postoji tržište, ne postoji ugovor o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika ili je on prestao vrijediti, a predikcija dinamike pridobivanja pokazuje da postoje količine koje bi se mogle pridobiti ili ne postoji čvrsta odluka naftno-rudarskog gospodarskog subjekta o privođenju uvjetovanih resursa u eksploataciju u roku od pet godina ili uslijed troškova sanacije eksploatacija nije komercijalna.

(5) Vjerojatni uvjetovani resursi (C2) su oni uvjetovani resursi koji zadovoljavaju uvjete iz članka 9. stavaka 4., 5. i 6. i članka 10. ovog Pravilnika, ali za njih ne postoji tržište, ne postoji ugovor o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika ili je on prestao vrijediti, a predikcija dinamike pridobivanja pokazuje da postoje količine koje bi se mogle pridobiti, ekonomska isplativost ovisi o tehnologiji u razvoju.

(6) Mogući uvjetovani resursi (C3) su oni uvjetovani resursi koji zadovoljavaju uvjete iz članka 9. stavaka 8., 9. i 10. ovog Pravilnika, ali za koje ne postoji tržište, ne postoji ugovor o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika ili je on prestao vrijediti, a predikcija dinamike pridobivanja pokazuje da postoje količine koje bi se mogle pridobiti, ekonomska isplativost ovisi o tehnologiji u razvoju ili gdje procjena akumulacije nije dovoljna za pouzdanu procjenu ekonomičnosti.

Članak 12.

(1) Rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina za dokazane, vjerojatne i moguće kategorije (P1, P2 i P3), te uvjetovani resursi, procjenjuju se za:

1. naftu
2. kondenzat
3. prirodni plin.

(2) Pod naftom, prema ovom Pravilniku razumijeva se sirova nafta koja se pridobiva iz ležišta.

(3) Pod kondenzatom, prema ovom Pravilniku, razumijevaju se ugljikovodici u plinovitom stanju kod početnih ležišnih uvjeta koji prelaze u tekuće stanje uslijed promjene tlaka i temperature.

(4) Pod prirodnim plinom, prema ovom Pravilniku, razumijeva se smjesa ugljikovodičnih plinova, ugljikovodičnih plinova s primjesama ostalih neugljikovodičnih prirodnih plinova i smjesa ostalih neugljikovodičnih prirodnih plinova.

Članak 13.

Rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina za dokazane, vjerojatne i moguće kategorije (P1, P2 i P3) procjenjuju se posebno za:

- naftno ležište
- plinsko ležište
- plinsko-kondenzatno ležište
- otopljeni plin u naftnom ležištu
- plinsku kapu naftnog ležišta.

Članak 14.

Uvjetovani resursi nafte, kondenzata i prirodnog plina za dokazane, vjerojatne i moguće kategorije (C1, C2 i C3) procjenjuju se posebno za:

- naftno ležište
- plinsko ležište
- plinsko-kondenzatno ležište
- otopljeni plin u naftnom ležištu
- plinsku kapu naftnog ležišta.

Članak 15.

(1) Rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina služe kao osnova za izradu naftno-rudarskih projekata, i to:

1. dokazane rezerve (P1) – kao osnova za planiranje eksploatacije

2. vjerojatne rezerve (P2) – kao podloga za izradu razradnih projekata u svrhu promjene kategorije rezervi iz vjerojatnih rezervi u dokazane rezerve, kao podloga za pokusnu eksploataciju radi ispitivanja proizvodnih mogućnost ležišta

3. moguće rezerve (P3) – kao osnova za izradu projekata detaljnih istražnih radova i/ili izradu razradnih projekata.

(2) Uvjetovani resursi dokazane, moguće i vjerojatne kategorije (C1, C2 i C3) iskazuju se kao osnova za izradu programa ili projekata detaljnih istraživanja ili za potrebe planiranja izrade ocjenskih bušotina u istražnim prostorima.

(3) Perspektivni resursi iskazuju se za potrebe izrade istražne bušotine u istražnom prostoru.

(4) Projekti kojima se planira dobiti dodatni iscrpак ugljikovodika nekom od poznatih tehnoloških metoda, kategoriziraju se primjenom članaka 8. do 10. ovog Pravilnika.

(5) Pod metodama za postizanje dodatnog iscrpka smatraju se:

- kapitalni remont i sloja i stimulacijski radovi
- kapitalni remont opreme, ugradnja sustava za podizanje ugljikovodika
- ugradnja kompresorskih stanica, ako ista nije bila predviđena planom razrade i eksploatacije
- izrada dodatnih bušotina
- tehnologija povećanja iscrpka nafte i kondenzata (IOR, EOR).

Članak 16.

(1) Prvoj procjeni rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina pristupa se u fazi istraživanja kad se na osnovi istraživanja odrede parametri predviđeni ovim Pravilnikom.

(2) U fazi eksploatacije, rezerve ugljikovodika računaju se svake godine i prikazuje se stanje rezervi na dan 31. prosinca tekuće godine nadalje.

(3) Godišnji izvještaji o stanju rezervi ugljikovodika dostavljaju se na obrascu 5 do 15. ožujka svake godine.

(4) Elaborat o rezervama ugljikovodika izrađuje se svake tri godine.

Metode procjene rezervi nafte, kondenzata i prirodnih plinova

Članak 17.

(1) Za procjenu rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina dokazane, vjerojatne i moguće kategorije (P1, P2 i P3), primjenjuju se ove metode:

1. volumetrijska metoda
2. krivulje pada proizvodnje
3. analitički modeli/numerička simulacija
4. metoda analogije

(2) Izbor metode uvjetovan je količinom i pouzdanošću raspoloživih podataka u trenutku procjene rezervi.

Članak 18.

(1) Za konačni iscrpak naftnih, plinskih i plinsko-kondenzatnih ležišta pri prvoj procjeni, ako nisu poznati energetski uvjeti, uzima se u obzir najnepovoljniji režim metodom materijalnog balansa ili se usvaja na temelju korelacijskih ovisnosti.

(2) Za određivanje konačnog iscrpka naftnih ležišta kao najnepovoljniji uzima se režim otopljenog plina.

(3) Pridobive rezerve otopljenog plina iz naftnih ležišta dobivaju se istovremeno s izračunavanjem iscrpka i pridobivih rezervi nafte pri određenom režimu.

(4) Iscrpak prirodnog plina za plinska ležišta, određuje se prema tlaku napuštanja ležišta.

(5) Kod iscrpka plina iz plinske kape, mora biti utvrđeno kako je naftno ležište prestalo s pridobivanjem ili navedeni drugi razlozi zbog koji je došlo do pridobivanja plina iz plinske kape.

(6) Za određivanje konačnog iscrpka plinskih i plinsko-kondenzatnih ležišta, pri procjeni rezervi, pretpostavlja se vodonaporni režim.

(7) Rezerve kondenzata iz plinsko-kondenzatnih ležišta dobivaju se množenjem prethodno izračunatih pridobivih rezervi prirodnog plina s prosječnim sadržajem kondenzata tijekom eksploatacije. Pritom moraju biti poznati fazni odnosi fluida (plin-tekućina) u funkciji tlaka i temperature, utvrđeni eksperimentalnim laboratorijskim ispitivanjem na uzorcima fluida ili, ako to nije moguće, analitički.

(8) Primijenjena metoda za procjenu rezervi nafte i prirodnog plina mora biti obrazložena u elaboratu, a parametri potvrđeni potrebnom dokumentacijom.

Članak 19.

(1) Konačni iscrpak, odnosno rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina korigiraju se, ako je potrebno, u kasnijoj fazi razrade ležišta, kad se utvrdi stvarni režim ležišta, ponovnim izračunavanjem nekom od metoda sukladno članku 17. ovog Pravilnika.

(2) Konačni iscrpak, odnosno rezerve nafte, kondenzata i prirodnog plina korigiraju se i u slučaju primjene neke od metoda razrade naftnog ili plinsko-kondenzatnog ležišta radi povećanja stupnja njegova iskorištenja.

Članak 20.

Uvjetovani resursi nafte, kondenzata i prirodnog plina dokazane, vjerojatne i moguće kategorije (C1, C2 i C3) procjenjuju se volumetrijskom metodom ili metodom analogije.

Članak 21.

Rezerve nafte, kondenzata i prirodnih plinova iskazuju se, pri standardnim uvjetima od 15 °C (288,15 °K) i 1,01325 bar (101,325 kPa), i to:

1. nafta (N) – u kubičnim metrima (m^3), a prikazuje se u tisućama kubičnih metara ($10^3 m^3$)
2. kondenzat (L) – u kubičnim metrima (m^3), a prikazuje se u tisućama kubičnih metara ($10^3 m^3$)
3. prirodni plin (G) – u kubičnim metrima (m^3), a prikazuju se u milijunima kubičnih metara ($10^6 m^3$)

Članak 22.

Za svako ležište s rezervama prirodnog plina dokazane, vjerojatne i moguće kategorije (P1, P2 i P3) prikazuju se, osim rezervi ugljikovodičnih plinova, i udio drugih plinova iz članka 12., stavka 4. ovog Pravilnika, a procjenjuju se prema njihovu postotnom udjelu u utvrđenim rezervama prirodnog plina.

Članak 23.

(1) Pri procjeni rezervi nafte, kondenzata i prirodnih plinova kategorija P1, P2 i P3, moraju se poznavati ovi parametri:

1) za naftna ležišta:

- (a) ukupna površina ležišta ($A - m^2$)
- (b) ukupna debljina kolektora ($h - m$)
- (c) srednja efektivna debljina kolektora ($h_{ef} - m$)
- (d) odnos efektivne i ukupne debljine kolektora ($N/G -$ u dijelovima jedinice)
- (e) efektivni obujam kolektora ($V - m^3$)
- (f) prosječna šupljikavost kolektora (u dijelovima jedinice)
- (g) prosječno početno zasićenje kolektora vodom (S_{wi} , – u dijelovima jedinice)
- (h) obujamski faktor za naftu pri početnim ležišnim uvjetima ($B_{oi} - m^3/m^3$)
- (i) gustoća nafte ($r_o - kg/m^3$)
- (j) faktor otopljenog prirodnog plina u nafti pri početnim ležišnim uvjetima ($R_{gi} m^3/m^3$),

2) za ležišta prirodnog plina i plinske kape naftnih ležišta:

- (a) ukupna površina ležišta ($A - m^2$)
- (b) ukupna debljina kolektora ($h - m$)
- (c) srednja efektivna debljina kolektora ($h_{ef} - m$)
- (d) odnos efektivne i ukupne debljine kolektora ($N/G -$ dijelovima jedinice)
- (e) efektivni obujam kolektora ($V - m^3$)

- (f) prosječna šupljikavost kolektora (u dijelovima jedinice)
- (g) prosječno početno zasićenje kolektora vodom (S_{wi} , – u dijelovima jedinice)
- (h) obujamski faktor za plin pri početnim ležišnim uvjetima (B_{gi} m³/m³)
- (i) analiza sastava prirodnog plina (u molnim postocima).

(2) Za plinsko-kondenzatna ležišta, osim parametara navedenih za naftna ležišta i ležišta prirodnog plina treba poznavati i fazne odnose (plin-kondenzat), njihov komponentni sastav u molnim postocima, te početni sadržaj stabilnog kondenzata u prirodnom plinu pri standardnim uvjetima.

Tehno-ekonomska procjena pridobivih količina ugljikovodika

Članak 24.

- (1) Komercijalnost rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina utvrđuje se tehničko-ekonomskom ocjenom.
- (2) Tehničko-ekonomska ocjena rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina temelji se na naturalnim i vrijednosnim pokazateljima.
- (3) Naturalni pokazatelji jesu: količina rezervi i mogućnosti njihovog pridobivanja, dinamika crpljenja, kakvoća ugljikovodika i tehnološke mogućnosti njihove eksploatacije.
- (4) Komercijalnost dokazanih rezervi utvrđuje se na osnovi trenutnih ekonomskih uvjeta, dok se komercijalnost vjerojatnih i mogućih rezervi utvrđuje na temelju budućih ekonomskih uvjeta koji mogu utjecati na isplativost pridobivanja ugljikovodika.
- (5) Ekonomski uvjeti uključuju, bez ograničenja, pretpostavke budućih financijskih uvjeta koji se odnose na:
 - (a) troškove razrade i eksploatacije te svi troškovi vezani uz eksploataciju
 - (b) cijene ugljikovodika
 - (c) zakonske uvjete
 - (d) trošak sanacije eksploatacijskog polja
 - (e) poreze i ostala davanja
 - (f) načini financiranja planiranog ulaganja na eksploatacijskom polju i odluke kojima se odobrava realizacija ulaganja na eksploatacijskom polju.

Evidencija rezervi nafte, kondenzata i prirodnog plina

Članak 25.

- (1) Rezerve nafte, plina i kondenzata evidentiraju se na Obrascu 1 koji se nalazi kao prilog ovom Pravilniku i sastavni su dio elaborata o rezervama ugljikovodika.

(2) Investitor je dužan voditi evidenciju o rezervama i svake godine do 15. ožujka, Ministarstvu i Agenciji za ugljikovodike (dalje u tekstu: Agencija), dostaviti podatke o rezervama po svakom eksploatacijskom polju sa stanjem na dan 31. prosinca prethodne godine na Obrascu 5 koji se nalazi kao prilog ovom Pravilniku, sukladno članku 42. Zakona.

(3) Obrasci iz stavaka 1. i 2. ovog članka dostavljaju se Ministarstvu i Agenciji u papirnatom i elektroničkom obliku.

Članak 26.

(1) Pridobivene količine nafte, plina i kondenzata mjere se na mjernoj točki.

(2) Mjerna točka znači mjesto ili mjesta koja su određena provjerenim projektom razrade i eksploatacije, a na kojima će biti smještena odgovarajuća oprema i objekti za potrebe obavljanja volumetrijskih mjerenja i drugih utvrđivanja, temperature i ostalih prilagodbi, utvrđivanja vode i sedimenta te ostala prikladna mjerenja, a sve u svrhu utvrđivanja pridobivenih količina ugljikovodika.

Članak 27.

(1) Za izračun rezervi koriste se pridobive količine koje su jednake ukupno pridobivenim količinama umanjenim za one količine koje su pridobivene, ali nisu raspoložive za prodaju na mjernoj točki.

(2) Količine koje nisu raspoložive za prodaju uključuju količine koje se troše u internoj potrošnji proizvodnog postrojenja, količine izgubljene prilikom obrade te ne-ugljikovodične komponente koje se moraju ukloniti prije prodaje.

III. KLASIFIKACIJA, KATEGORIZACIJA I EVIDENCIJA REZERV GEOTERMALNE VODE ZA ENERGETSKE SVRHE

Klasifikacija i kategorizacija rezervi geotermalne vode za energetske svrhe

Članak 28.

Pod geotermalnim vodama za energetske svrhe (dalje u tekstu: geotermalne vode) podrazumijevamo geotermalne vode koje se nalaze u podzemnim ležištima koja se ne napajaju, vode koje prolaze kroz podzemna ležišta i napajaju se prirodno ili umjetno utiskivanjem.

Članak 29.

Klasifikacija i kategorizacija geotermalnih voda temelji se na geološko-tehnološkim osnovama te ekonomskim kriterijima.

Članak 30.

(1) Rezerve geotermalne vode su one količine za koje se predviđa da će biti komercijalno pridobivene iz poznatih akumulacija, od određenog datuma nadalje pod poznatim uvjetima. Rezerve moraju biti otkrivene, pridobive poznatim tehnološkim metodama, komercijalne te preostale od određenog datuma nadalje.

(2) Sve procjene rezervi uključuju određeni stupanj nesigurnosti te su stoga rezerve kategorizirane s obzirom na stupanj nesigurnosti pridobivanja koji ovisi o količini geoloških i inženjerskih podataka dostupnih za procjenu rezervi. Na temelju stupnja nesigurnosti rezerve se kategoriziraju na dokazane (1P) i vjerojatne (P2).

(3) Uvjetovani resursi su one otkrivene i potencijalno pridobive količine geotermalne vode za koje se, trenutno, ne smatra da zadovoljavaju kriterije komercijalnosti. Uvjetovani resursi geotermalne vode po stupnju njihove istraženosti i pripremljenosti za eksploataciju svrstavaju se u dokazane (C1), i vjerojatne (C2) resurse.

(4) Perspektivni resursi su one količine geotermalne vode za koje se smatra kako bi potencijalno mogle biti otkriveni iz nepoznatih akumulacija geotermalnih ležišta.

Članak 31.

(1) Dokazane rezerve (P1) su one količine geotermalne vode koje se analizom geoloških i inženjerskih podataka mogu procijeniti s opravdanom sigurnošću kao komercijalno pridobive, od određenog datuma nadalje, iz poznatih ležišta, pod definiranim ekonomskim uvjetima, postojećim tehnološkim metodama i zakonskim regulativama.

(2) Rezerve se smatraju dokazanima ako su komercijalno pridobive količine iz ležišta podržane stvarnim podacima o pridobivenim količinama i konačnim, pouzdanim testiranjima ležišta. U tom kontekstu, dokazane rezerve predstavljaju stvarno pridobive količine, koje se mogu odnositi i na produktivnost bušotine ili ležišta, ako je dokazano kako postoji konstantan utok u ležište.

(3) Rezerve se smatraju dokazanima ako uz eksploatacijsku bušotinu postoji infrastruktura za obradu i transport tih geotermalnih voda na tržište u trenutku procjene rezervi te ako nisu potrebna kapitalna ulaganja kako bi se privele pridobivanju.

(4) Rezerve se smatraju dokazanima ako postoji energetska objekt koji koristi energiju geotermalne vode te dokazane rezerve odgovaraju stupnju iskorištenja instalirane geotermalne energije u energetskom objektu.

(5) Ako se koriste determinističke metode, mora postojati visok stupanj sigurnosti da će rezerve biti pridobivene.

(6) Ako se koristi probabilistička metoda procjene rezervi, mora postojati najmanje 90% vjerojatnosti (P90) kako će procijenjene količine zaista biti pridobivene u jednakoj ili većoj količini od procjene.

Članak 32.

(1) Za svrstavanje rezervi geotermalne vode u kategoriju dokazanih rezervi (P1), osim osnovnim uvjetima iz članka 31. ovog Pravilnika, mora biti udovoljeno i ovim uvjetima:

- ležište ili dio ležišta mora biti dokazano bušotinama čiji broj i raspored osigurava pouzdanost utvrđivanja dokazanih rezervi (P1)

- prostiranje dokazanih rezervi ograničeno je litološkim i/ili stratigrafskim ekranima, a ako takvi ekrani ne postoje prostiranje dokazanih rezervi bit će određeno prema geološkim karakteristikama ležišta i proizvodno-utisnim karakteristikama bušotina

- efektivna debljina ležišta mora biti određena kvantitativnom interpretacijom karotažnih mjerenja na svim bušotinama na području dokazanih rezervi kategorije P1 i uspoređena s podacima jezgrovanja ležišta ako su jezgre raspoložive
- fizikalna svojstva ležišnih stijena, kao što su šupljikavost, propusnost i zasićenje vodom, moraju biti određene laboratorijskim analizama uzoraka jezgara i/ili interpretacijom karotažnih mjerenja
- temperature geotermalne vode na ušću eksploatacijskih bušotina mora biti konstantna tijekom određenog vijeka pridobivanja
- ležištu ili skupini ležišta koja predstavljaju eksploatacijsku cjelinu moraju se:
 - (a) odrediti fizikalna i kemijska svojstva fluida
 - (b) odrediti početni ležišni uvjeti (statički tlak i temperatura) utvrđeni dubinskim mjerenjima
 - (c) obaviti hidrodinamička ispitivanja bušotina.
- (2) Ako u ležištu postoje i rezerve niže kategorije, osim dokazanih rezervi (P1), granica između dokazanih rezervi i rezervi niže kategorije određuje se prema geološkim i proizvodnim karakteristikama ležišta.

Članak 33.

(1) Vjerojatne rezerve geotermalne vode (P2) su one količine geotermalne vode koje su procijenjene na temelju geoloških i/ili inženjerskih podataka sličnih onima koji su se koristili pri procjeni dokazanih rezervi, ali tehnički, ugovorni, ekonomski ili zakonski okviri isključuju mogućnost da te rezerve budu klasificirane kao dokazane.

(2) Vjerojatne rezerve geotermalne vode se mogu procjenjivati uz pretpostavljene buduće tehničke i ekonomske uvjete.

(3) Vjerojatne rezerve geotermalne vode su one rezerve koje analizom geoloških i inženjerskih podataka pokazuju kako je manje vjerojatno da su pridobive od dokazanih rezervi.

(4) U slučaju kada se koriste probabilističke metode za procjenu rezervi, za vjerojatne rezerve, mora postojati vjerojatnost od barem 50% (P50) kako prikazane rezerve mogu biti pridobivene u jednakoj ili većoj količini od procjene.

(5) Vjerojatne rezerve mogu uključiti:

(a) rezerve u ležištima za koje se smatra da bi mogle biti produktivne temeljem karotažnih podataka, ali ne postoje podaci jezgara ili zaključni podaci testiranja bušotina i koje nisu analogne s ležištima u proizvodnji ili ležištima s dokazanim rezervama

(b) rezerve koje se mogu pripisati poznatim metodama za povećanje iscrpka koje su pokazale tehnički i komercijalno uspješnima, ako je projekt ili pilot projekta planiran, ali se još nije počeo implementirati i/ili kada se stijena, fluid, i karakteristike ležišta čine pogodnim za komercijalnu primjenu

(c) rezerve koje se odnose na projekte kojima nedostaje obvezujuća odluka naftno-rudarskog gospodarskog subjekta o realizaciji, ali je vjerojatno da će biti realizirana u bliskoj budućnosti te maksimalno vrijeme realizacije projekta ne prelazi pet godina

(d) rezerve koje se pripisuju budućim remontnim radovima, obradama, ponovnim obradama, promjenom opreme, ili drugim mehaničkim postupcima

(e) rezerve u dokazanim ležištima, gdje alternativna interpretacija proizvodnog ponašanja ukazuje na veće količine nego što su prikazane u dokazanim rezervama

(f) rezerve koje će se moći pridobiti uz kapitalna ulaganja u pridobivanje geotermalne vode

(g) rezerve koje je moguće pridobiti nakon iskorištavanja ležišta pri konstantnoj temperaturi na ušću eksploatacijskih bušotina

(h) rezerve koje bi mogle biti pridobivene temeljem hidrodinamičkih svojstava ležišta i bušotina, ali je pridobivanje geotermalne vode limitirano zbog ograničenja energetskeg sustava.

Članak 34.

Za svrstavanje rezervi geotermalne vode u kategoriju vjerojatne (P2), osim osnovnim uvjetima iz članka 33. stavka 2. ovog Pravilnika, mora biti udovoljeno i ovim uvjetima:

– ležište ili dio ležišta mora biti dokazano bušotinama čiji broj i raspored omogućavaju da se utvrdi geološka građa, oblik, veličina i njegove granice

– da je prostiranje vjerojatnih rezervi ograničeno tektonskim, litološkim i/ili stratigrafskim ekranima, ili granicama određenima raspoloživošću podataka ili drugim geološko-tehničkim razlozima

– efektivna debljina kolektora mora biti određena kvantitativnom interpretacijom karotažnih mjerenja na svim izrađenim bušotinama na području vjerojatnih rezervi i uspoređena s podacima raspoloživih jezgri iz kolektora ležišta

– fizikalna svojstva kolektorskih stijena, kao što su šupljikavost, propusnost i zasićenje vodom, moraju biti određena laboratorijskim analizama iz raspoloživih uzoraka jezgara i interpretacijom karotažnih mjerenja.

– za ležišta ili skupinu ležišta koja predstavljaju eksploatacijsko polje moraju se:

(a) odrediti i fizikalna i kemijska svojstva fluida

(b) odrediti i početni ležišni uvjeti (statički tlak i temperatura) utvrđeni dubinskim mjerenjima

(c) obaviti i hidrodinamička ispitivanja bušotina.

Članak 35.

(1) Utvrđene i svrstane rezerve geotermalne vode iskazuju stupanj njihove istraženosti i pripremljenosti za eksploataciju i to:

1. dokazane rezerve (P1) – kao osnova za eksploataciju

2. vjerojatne rezerve (P2) – kao podloga za izradu razradnih projekata u svrhu promjene kategorije rezervi iz vjerojatnih rezervi u dokazane rezerve, kao podloga za pokusnu eksploataciju radi ispitivanja proizvodnih mogućnost ležišta

(2) Uvjetovani resursi dokazne i vjerojatne kategorije (C1 i C2) iskazuju se kao osnova za izradu programa ili projekata detaljnih istraživanja ili za potrebe ocjenskih bušotina u istražnim prostorima.

(3) Projekti kojima se planira dobiti dodatni iscrpak geotermalne vode nekom od poznatih tehnoloških metoda, kategoriziraju se primjenom članaka 31., 32., 33. i 34. ovog Pravilnika.

(4) Pod metodama za postizanje dodatnog iscrpka smatraju se:

- kapitalni remont sloja i stimulacijski radovi
- kapitalni remont opreme, ugradnja sustava za podizanje geotermalne vode
- izrada dodatnih bušotina
- promjena ili dogradnja energetskog sustava za koji se upotrebljava geotermalna voda.

Članak 36.

(1) Prvoj procjeni rezervi geotermalne vode pristupa se u fazi istraživanja kad se na osnovi istraživanja odrede parametri predviđeni ovim Pravilnikom.

(2) U fazi eksploatacije, rezerve geotermalne vode računaju se svake godine i prikazuje se stanje rezervi na dan 31. prosinca tekuće godine nadalje.

(3) Elaborat o rezervama geotermalne vode izrađuje se svake tri godine.

Metode procjene rezervi geotermalne vode

Članak 37.

(1) Za procjenu rezervi geotermalne vode kategorije P1 i P2, primjenjuju se ove metode:

1. metoda analogije
2. volumetrijska metoda
3. analitički modeli/numerička simulacija

Izbor metode uvjetovan je količinom i pouzdanošću raspoloživih podataka u trenutku procjene rezervi.

(2) Za svako ležište s dokazanim i vjerojatnim rezervama geotermalne vode prikazuju se i rezerve prirodnih plinova ako su u njima otopljeni, sukladno članku 12., stavku 4. ovog Pravilnika, a izračunavaju se prema njihovom postotnom udjelu u pridobivenoj vodi.

Članak 38.

Uvjetovani resursi geotermalne vode dokazane i vjerojatne kategorija (C1 i C2) procjenjuju se volumetrijskom metodom.

Članak 39.

(1) Rezerve geotermalne vode iskazuju se kao:

a) količine u l/s

b) instalirana toplinska snaga geotermalne vode u $MW_t \cdot (P_{heat})$, i

c) energija koju je moguće proizvesti energetske postrojenjem u jednoj godini, u GW_{htop}

(2) Za izračun instalirane toplinske snaga geotermalne vode uzimaju se količine geotermalne vode izražen u l/s, specifična toplina vode kod uvjeta ušća i razlika temperature na ušću i temperature vode nakon iskorištenja količine topline akumulirane u vodi.

(3) Kao referentnu temperaturu vode nakon iskorištenja količine topline akumuliranje u geotermalnoj vodi uzima se 30°C te standardne vrijednosti tlaka ($p = 1 \text{ bar}$).

Članak 40.

Pri procjeni geotermalne vode za dokazane i vjerojatne rezerve (P1 i P2), moraju se poznavati ovi parametri:

– površina odabranog segmenta ležišta (m^2)

– srednja efektivna debljina ležišta (m)

– srednja protočna debljina ležišta (m)

– srednja šupljikavost u odnosu na efektivnu i protočnu debljinu (u dijelovima jedinica)

– obujamska specifična toplina stijena iznad i ispod ležišta

($J/m^3 \text{ K}$)

– obujamska specifična toplina matriksa ležišnih stijena ($J/m^3 \text{ K}$)

– koeficijent toplinske vodljivosti stijena iznad i ispod ležišta, te čelika i cementnog kamena ($W/m \text{ K}$)

– gustoća vode kod ležišnih uvjeta te uvjeta koji vladaju na ušću bušotine (kg/m^3)

– obujamska specifična toplina geotermalne vode u uvjetima ležišta te uvjetima koji vladaju u ušću bušotine ($J/m^3 \text{ K}$)

– početni ležišni tlak (bar)

– početna ležišna temperatura te temperatura vode na dnu utisnih bušotina ($^{\circ}K$ i $^{\circ}C$)

– dinamika promjene temperature na dnu i ušću proizvodnih bušotina ($^{\circ}K$ i $^{\circ}C$)

– dinamički tlak ušća bušotine (u bar) ili/i dinamička razina (m)

- dinamika pridobivanja te dinamika i raspored utiskivanja geotermalne vode po bušotinama kod ležišta geotermalne vode koja se umjetno napajaju (l/s)
- kemijski sastav i fizikalna svojstva geotermalne vode i u njoj otopljenih plinova.

Tehno-ekonomska procjena pridobivih količina geotermalne vode

Članak 41.

- (1) Komercijalnost rezervi geotermalne vode utvrđuje se tehničko-ekonomskom ocjenom.
- (2) Tehničko-ekonomska ocjena rezervi geotermalne vode temelji se na naturalnim i vrijednosnim pokazateljima.
- (3) Naturalni pokazatelji jesu: količina rezervi i mogućnosti njihovog pridobivanja te tehnološke mogućnosti njihove eksploatacije.
- (4) Komercijalnost rezervi utvrđuje se na osnovi trenutnih ekonomskih uvjeta koji mogu utjecati na isplativost pridobivanja geotermalne vode te na temelju energetske objekata za čiju svrhu će se upotrebljavati geotermalna voda.
- (5) Ekonomski uvjeti uključuju, bez ograničenja, pretpostavke trenutnih financijskih uvjeta koji se odnose na:
 - (a) troškove razrade i eksploatacije te svi troškovi vezani uz eksploataciju
 - (b) prodajnu cijenu pridobivene energije
 - (c) zakonske uvjete
 - (d) poreze i druga davanja
 - (e) načini financiranja projekta i odluke kojima se odobrava realizacija projekta.

Evidencija rezervi geotermalne vode

Članak 42.

- (1) Rezerve geotermalne vode evidentiraju se na Obrascu 2 koji se nalazi kao prilog ovom Pravilniku i sastavni je dio elaborata o rezervama geotermalne vode.
- (2) Investitor je dužan voditi evidenciju o rezervama i svake godine do 15. ožujka, Ministarstvu i Agenciji, dostaviti podatke o rezervama po svakom eksploatacijskom polju sa stanjem na dan 31. prosinca prethodne godine na Obrascu 6 koji se nalazi kao prilog ovom Pravilniku, sukladno članku 42. Zakona.
- (3) Obrasci iz stavaka 1. i 2. ovog članka dostavljaju se Ministarstvu i Agenciji u papirnatom i elektroničkom obliku.

IV. KLASIFIKACIJA, KATEGORIZACIJA I EVIDENCIJA PODATAKA O GRAĐI, OBLIKU, VELIČINI I OBUJMU GEOLOŠKIH STRUKTURA POGODNIH ZA SKLADIŠTENJE PRIRODNOG PLINA ILI TRAJNO ZBRINJAVANJE UGLJIKOVA DIOKSIDA

Članak 43.

Na klasifikaciju, kategorizaciju i evidenciju podataka o građi obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida odgovarajuće se primjenjuju odredbe članka 8. – 27. ovog Pravilnika.

Članak 44.

(1) Kod geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina količine koje čine plinski jastuk moraju se razdvojiti od radnog volumena podzemnog skladišta prirodnog plina.

(2) Evidencija podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina vodi se na Obrascu 3 koji je sastavni dio ovog Pravilnika.

(3) Evidencija podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida u geološkim strukturama vodi se na Obrascu 4 koji je sastavni dio ovog Pravilnika.

(4) Obrasci iz stavaka 2. i 3. ovog članka dostavljaju se Ministarstvu i Agenciji u papirnatom i elektroničkom obliku.

V. ELABORAT O REZERVAMA UGLJIKOVODIKA, GEOTERMALNE VODE ZA ENERGETSKE SVRHE, ODNOSNO UTVRĐIVANJE PODATAKA O GRAĐI, OBLIKU, VELIČINI I OBUJMU GEOLOŠKIH STRUKTURA POGODNIH ZA SKLADIŠTENJE PRIRODNOG PLINA ILI TRAJNO ZBRINJAVANJE UGLJIKOVA DIOKSIDA

Članak 45.

Rezerve ugljikovodika, geotermalne vode za energetske svrhe, odnosno utvrđivanje podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida te njihova kategorizacija i klasifikacija prikazuju se elaboratom o rezervama ugljikovodika, geotermalne vode za energetske svrhe, odnosno o utvrđenim podacima o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida (u daljem tekstu: elaborat o rezervama).

Stručni poslovi izrade elaborata o rezervama

Članak 46.

(1) Stručne poslove izrade elaborata o rezervama obavlja pravna osoba koja ispunjava uvjete iz ovog Pravilnika (u daljnjem tekstu: pravna osoba).

(2) Pravne osobe koje izrađuju elaborat o rezervama dužne su prije početka njezine izrade kao odgovornog voditelja imenovati osobu koja ispunjava propisane uvjete.

(3) Pravna osoba iz stavka 2. ovog članka mora ispunjavati sljedeće uvjete:

1. u sudskom registru imati upisanu djelatnost izrade dokumentacije o rezervama ili dokumentacije o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida

2. imati u punom radnom vremenu najmanje jednu zaposlenu odgovornu stručnu osobu s odgovarajućom stručnom spremom, radnim iskustvom i položenim stručnim ispitom iz naftnog-rudarstva ili geologije, a koja ispunjava uvjete propisane Pravilnikom iz članka 130. stavka 7. Zakona.

3. raspolagati odgovarajućom opremom za izradu dokumentacije o rezervama ili dokumentacije o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida.

(4) Pravna osoba za izradu posebnih dijelova dokumentacije o rezervama ili dokumentacije o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida, a koje ne može izrađivati odgovorna osoba iz stavka 3. točke 1. ovog članka, treba imati u punom radnom vremenu najmanje jednu zaposlenu odgovornu stručnu osobu s odgovarajućom stručnom spremom, radnim iskustvom i položenim stručnim ispitom u skladu s člankom 130. Zakona ili mora s takvom osobom sklopiti pisani ugovor za izradu posebnih dijelova dokumentacije o rezervama ili dokumentacije o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida u skladu s člankom 130. Zakona.

(5) Pravna osoba je dužna za svaki naručeni i prihvaćeni posao izrade dokumentacije o rezervama ili dokumentacije o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida sklopiti ugovor s naručiteljem toga posla.

(6) Pravna osoba je dužna čuvati i zaštititi svaku poslovnu tajnu naručitelja svojih usluga za koju sazna tijekom pružanja naručenih usluga.

(7) Poslovnu tajnu u smislu stavka 6. ovog članka dužni su čuvati i zaštititi ovlaštene osobe koje pravna osoba angažira prilikom izvršenja konkretnog posla.

Obveza izrade elaborata o rezervama

Članak 47.

(1) Elaborat o rezervama na eksploatacijskom polju obvezno se izrađuje:

- sukladno odredbama članka 41. Zakona o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika, ili
- osnovom utvrđenih bitnih odstupanja od elaborata o rezervama temeljem kojeg su potvrđene količine i kakvoća rezervi ugljikovodika, geotermalne vode za energetske svrhe, odnosno za utvrđivanje podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida.

(2) Bitnim odstupanjima od elaborata o rezervama temeljem kojeg su potvrđene količine i kakvoća rezervi ugljikovodika, geotermalne vode za energetske svrhe, odnosno za utvrđivanje podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida, osobito se smatra:

- provođenje naftno-rudarskih radova sukladno projektu razrade i eksploatacije ili dopunskom projektu razrade i eksploatacije, a koji su doveli do promjene kategorije rezervi iz niže kategoriju u višu kategoriju
- promjena ili dogradnja energetskog sustava koji koristi geotermalnu vodu

- promjena radnog volumena ili plinskog jastuka kod geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina.

Članak 48.

Odgovorni voditelj je dužan sva bitna odstupanja podrobno obraditi u elaboratu o rezervama, a sažetke istih navesti u poglavlju zaključka.

Članak 49.

U slučaju spora glede bitnog odstupanja od elaborata o rezervama temeljem kojeg su potvrđene količine i kakvoća rezervi ugljikovodika, geotermalne vode za energetske svrhe, odnosno za utvrđivanje podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida, mjerodavno je tumačenje Ministarstva.

Obvezni sadržaj elaborata o rezervama

Članak 50.

Elaborat o rezervama se sastoji od:

1. tekstualnog dijela
2. tablica
3. slika
4. grafičkih priloga
5. tekstualnih priloga.

Članak 51.

Tekstualni dio elaborata o rezervama, iz članka 50. točke 1. ovog Pravilnika sadrži:

1. uvod
2. zemljopisni položaj istražnog prostora ili eksploatacijskog polja (koordinate točaka, topografske značajke, glavne komunikacije i pripadnost jedinici lokalne samouprave)
3. kratak pregled izvedenih istražnih i razradnih radova na istražnom prostoru ili eksploatacijskom polju (opseg i vrste)
4. prikaz geološke građe istražnog prostora ili eksploatacijskog polja (stratigrafski i strukturno-tektonski odnosi)
5. geološko-tehnološke karakteristike ležišta i fluida (petrofizikalne karakteristike kolektorskih stijena, tip ležišta, veličinu ležišta, ležišne tlakove i temperature, komponentni sastav plina, fizikalna svojstva nafte, analize ležišne vode i PVT odnose fluida)
6. tehnološko-tehničke mogućnosti eksploatacije ležišta (proizvodne karakteristike ležišta, plan buduće razrade)
7. prikaz procjene rezervi, njihovu kategorizaciju i klasifikaciju (metoda procjene rezervi, stupanj iskorištenja ležišta)

8. ekonomsku ocjenu rezervi (investicijska ulaganja, proizvodne troškove)

9. zaključak (opća ocjena ležišta i perspektive).

Članak 52.

(1) Ekonomska ocjena rezervi, mora sadržavati, ali ne isključivo:

- predviđena investicijska ulaganja za realizaciju plana razrade i eksploatacije
- predviđene troškove održavanja naftno-rudarskih objekata i postrojenja, sabiranja, pripreme za transport te ostale troškove eksploatacije ili predviđene troškove eksploatacije
- prikaz cijena ugljikovodika za promatrani period (cijene moraju biti izražene u HRK/m³ i USD/bbl) ili cijene pridobivene energije (HRK/kWh) kod geotermalne vode
- fiskalne uvjete te poreze sukladno primjenjivom zakonodavstvu
- trošak sanacije naftno-rudarskih objekata i postrojenja prikazan sukladno planu sanacije pojedinih naftno-rudarskih objekata i postrojenja, s prikazom troškova sanacije za svaki naftno-rudarski objekt koji se nalazi na eksploatacijskom polju.

(2) Ekonomska ocjena rezervi izrađuje se za svaku kategoriju zasebno.

Članak 53.

(1) Tablični prilozi elaborata o rezervama iz članka 50. točke 2. ovog Pravilnika, sadrže:

1. tablične preglede svih bušotina na istražnom prostoru ili eksploatacijskom polju, s podacima o godini izrade, konačnoj dubini (duljini koso usmjerenih kanala), raskrivenim ležištima i trenutno otvorenim ležištima, namjeni i proizvodnim sposobnostima te trenutnom statusu bušotine
2. tablični pregled analiza šupljikavosti i propusnosti kolektora te zasićenja kolektora vodom
3. tablične preglede laboratorijskih analiza nafte, kondenzata, plina i ležišne vode ili geotermalne vode
4. tablične preglede hidrodinamičkih mjerenja
5. tablični pregled izmjerenoga statičkog ležišnog tlaka i temperature
6. tablični pregled podataka o povijesno pridobivenim količinama nafte, kondenzata, plina i ležišne vode
7. tablični pregled podataka o godišnjoj i prosječno dnevnoj proizvodnji nafte, kondenzata, plina i ležišne vode ako su ležišta u proizvodnji, s naznačenim brojem bušotina koje su bile u radu u pojedinoj godini
8. tablične preglede rezervi po kategorijama
9. ispunjene obrasce broj 1, 2, 3 i 4 o klasifikaciji i kategorizaciji rezervi.

(2) Svi prilozi iz stavka 1. ovog članka moraju biti prikazani za svako ležište eksploatacijskog polja ako postoje.

Članak 54.

(1) Grafički prilozi elaborata, iz članka 50. točke 4. ovog Pravilnika, sadrže:

1. topografsku kartu s ucrtanim granicama odobrenog istražnog prostora ili eksploatacijskog polja s ucrtanim bušotinama

2. strukturne dubinske karte po krovini ležišta s unesenim bušotinama, faznim granicama i granicama ležišta

3. uzdužne i poprečne geološke profile ležišta, s naznačenim faznim i stratigrafskim granicama

4. karte efektivnih debljina svakog ležišta s naznačenim površinama pojedinih kategorija rezervi

5. reprezentativni karotažni dijagram karakteristične bušotine na ležištu

6. dijagramski prikaz PVT odnos nafte i plina pri ležišnim uvjetima.

(2) Grafički prilozi iz stavka 1. ovog članka izrađuju se, ovisno o namjeni, u mjerilu pogodnom za prikazivanje njihovog sadržaja.

Članak 55.

Svaki elaborat o rezervama, osim sadržaja propisanog u članku 50. ovog Pravilnika, sadrži:

1. naslovnu stranicu na kojoj je dan puni naziv investitora koji je dao izraditi elaborat o rezervama, naziv istražnog prostora ili eksploatacijskog polja, naziv ležišta te vrijeme i mjesto izrade elaborata

2. potpis odgovornih osoba ovjeren pečatom

3. ime i potpis ovlaštene stručne osobe za izradu elaborata o rezervama i imena i potpise sudionika u izradi elaborata o rezervama

4. sadržaj elaborata o rezervama s popisom priloga, tablica, slika, grafičke dokumentacije i grafičkih priloga

5. popis korištene dokumentacije i literature.

Članak 56.

(1) Tekstualni dio elaborata o rezervama i njegovi grafički i tablični prilozi moraju biti numerirani i uvezani.

(2) Ako je za neko ležište, u istražnom prostoru ili eksploatacijskom polju prethodno izrađen elaborat o rezervama, u sljedećim elaboratima o rezervama treba obraditi samo izmijenjeni ili dopunjeni dokumentacijski materijal s tim da se posebno naznači koji su dijelovi ispušteni te je u uvodnom dijelu elaborata o rezervama potrebno ukratko opisati ispuštene dijelove.

(3) Svaki elaborat o rezervama, bez izuzeća, mora sadržavati osnovne grafičke i tablične prikaze te osnovne grafičke priloge navedene u člancima 53. i 54, i to osobito moraju sadržavati lokaciju eksploatacijskog polja s ucrtanim bušotinama, karte krovina ležišta, uzdužni i poprečni geološki profil i karakterističan litostratigrafski stup te tablični prikaz osnovnih petrofizikalnih parametara ležišta.

Članak 57.

(1) Elaborat o rezervama izrađuje se i oprema na način da se što lakše može pratiti njegov sadržaj.

(2) Elaborat o rezervama mora biti napisan latiničnim pismom, na hrvatskom jeziku u skladu s hrvatskim pravopisom, gramatikom i normama.

(3) Stranice tekstualnog dijela elaborata o rezervama označavaju se brojevima, počevši od poglavlja Uvod, koje se označava brojem 1 na sredini dna stranice.

(4) Osnovno uređenje stranice teksta elaborata o rezervama i nekih njegovih karakteristika je sljedeće:

1. margine: lijevo 2,5 cm, desno, gore, dolje 1,5 cm

2. font: Arial, veličina 11, boja: crna

3. prored: 1,15

4. tekst pisan s poravnanjem lijeve i desne margine

(5) Naslovna stranica elaborata o rezervama obvezno sadrži:

1. naziv elaborata o rezervama

2. ime ili naziv ovlaštenika

3. naziv pravne osobe

4. ime i prezime, te potpis odgovorne osobe pravne osobe, otisak pečata pravne osobe

5. ime i prezime, te potpis odgovornog voditelja izrade elaborata o rezervama i

6. datum izrade.

(6) Naziv elaborata o rezervama na eksploatacijskom polju obvezno sadrži broj obnove procjene rezervi.

Članak 58.

(1) Elaborat o rezervama može, osim sadržaja napisanog na hrvatskom jeziku latiničnim pismom, sadržavati i tekst napisan na stranom jeziku.

(2) Ako je to potrebno, dijelovi elaborata o rezervama koji imaju formu grafičkog prikaza mogu biti uvezani u elaborat o rezervama na stranom jeziku, s time da je tada, na početku niza svih istovrsnih grafičkih prikaza, potrebno uvezati jedan prevedeni grafički prikaz s naznakom na koje se grafičke prikaze u nizu koji slijedi on odnosi.

(3) U slučaju spora, za elaborate o rezervama iz stavka 1. odnosno za grafičke prikaze iz stavka 2. ovog članka, mjerodavan je sadržaj na hrvatskom jeziku.

VI. BILANCA REZERVU UGLJIKOVODIKA, GEOTERMALNE VODE ZA ENERGETSKE SVRHE, ODNOSNO UTVRĐIVANJA I OVJERE PODATAKA O GRAĐI, OBLIKU, VELIČINI I OBUJMU GEOLOŠKIH STRUKTURA POGODNIH ZA SKLADIŠTENJE PRIRODNOG PLINA ILI TRAJNO ZBRINJAVANJE UGLJIKOVA DIOKSIDA U REPUBLICI HRVATSKOJ

Članak 59.

Na osnovi podataka o stanju rezervi ugljikovodika, geotermalne vode za energetske svrhe, odnosno o podacima o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida koje dostavljaju naftno-rudarski gospodarski subjekti i investitori, Ministarstvo izrađuje svake godine do 30. lipnja bilancu stanja rezervi ugljikovodika, geotermalne vode za energetske svrhe, odnosno utvrđivanje građe, oblika, veličine i obujma geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida u Republici Hrvatskoj sa stanjem na 31. prosinca prethodne godine.

Članak 60.

(1) Bilanca rezervi ugljikovodika, geotermalne vode za energetske svrhe, odnosno o podacima o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida objavljuje se na mrežnim stranicama Ministarstva.

(2) Podaci iz bilance rezervi ugljikovodika, geotermalne vode za energetske svrhe, odnosno o podacima o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida za svako pojedino eksploatacijsko polje poslovna su tajna investitora i ne smiju se javno objavljivati bez suglasnosti investitora.

VII. RAD POVJERENSTVA ZA UTVRĐIVANJE REZERV I POSTUPANJE POVJERENSTVA TIJEKOM UTVRĐIVANJA I OVJERE REZERV UGLJIKOVODIKA, GEOTERMALNE VODE ZA ENERGETSKE SVRHE, ODNOSNO UTVRĐIVANJA I OVJERE PODATAKA O GRAĐI, OBLIKU, VELIČINI I OBUJMU GEOLOŠKIH STRUKTURA POGODNIH ZA SKLADIŠTENJE PRIRODNOG PLINA ILI TRAJNO ZBRINJAVANJE UGLJIKOVA DIOKSIDA

Članak 61.

(1) Ocjenu elaborata o rezervama ugljikovodika, geotermalnih voda za energetske svrhe, odnosno utvrđivanja i ovjere podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida u skladu sa odredbom članka 43. Zakona o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika, obavlja povjerenstvo za utvrđivanje rezervi ugljikovodika, geotermalnih voda za energetske svrhe, odnosno utvrđivanja i ovjere podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida Ministarstva (dalje tekstu: Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi).

(2) Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi sukladno članku 10. Zakona o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika, predsjednika povjerenstva, zamjenika predsjednika i njegove članove, osniva i rješenjem imenuje ministar nadležan za energetiku iz redova Ministarstva i Agencije te prema potrebi može imenovati znanstvene i stručne djelatnike iz drugih javnopravnih tijela i institucija te ostale stručnjake iz redova znanstvene i stručne javnosti.

(3) Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi ima predsjednika, zamjenika predsjednika, tajnika i članove.

(4) Sva pismena – primjerice: pozive, odluke, prijedloge, zaključke, rješenja, ugovorne odnose, zapisnike, očitovanja, pojašnjenja, mišljenja, koja se donose u radu i vezano za rad Povjerenstva za utvrđivanje rezervi potpisuje predsjednik ili zamjenik predsjednika.

(5) Tajnik Povjerenstva za utvrđivanje rezervi izrađuje sva pismena iz stavka 4. ovog članka i sudjeluje u radu Povjerenstva za utvrđivanje rezervi bez prava odlučivanja.

Članak 62.

Predsjednik, zamjenik predsjednika i članovi Povjerenstva za utvrđivanje rezervi moraju biti stručne osobe s položenim stručnim ispitom iz naftnog-rudarstva ili geologije ili rudarstva propisano Pravilnikom iz članka 130. Zakona i s najmanje pet godina radnog iskustva na poslovima istraživanja i eksploatacije ugljikovodika nakon položenog stručnog ispita iz naftnog-rudarstva ili geologije ili rudarstva.

Zahtjev za ocjenu dokumentacije o rezervama

Članak 63.

(1) Investitor dostavlja Povjerenstvu za utvrđivanje rezervi elaborat o rezervama, u skladu s odredbama Zakona o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika.

(2) Investitor je dužan, uz pisani zahtjev za ocjenu elaborata o rezervama, dostaviti Povjerenstvu za utvrđivanje rezervi najmanje jedan primjerak elaborata o rezervama u tiskanom obliku i u elektroničkom obliku.

(3) Predsjednik ili zamjenik predsjednika Povjerenstva za utvrđivanje rezervi može, nakon uvida u zahtjev, odrediti investitoru da dostavi i više od jednog tiskanog primjerka elaborata o rezervama.

Postupak ocjene Elaborata o rezervama

Članak 64.

(1) Nakon primitka zahtjeva iz članka 63. ovog Pravilnika, predsjednik ili zamjenik predsjednika Povjerenstva za utvrđivanje rezervi, ovisno o vrsti elaborata o rezervama, odlukom određuje članove Povjerenstva za utvrđivanje rezervi za svaku pojedinačnu ocjenu elaborata o rezervama iz redova osoba imenovanih rješenjem iz članka 61. stavka 2. ovog Pravilnika.

(2) Članovi Povjerenstva za utvrđivanje rezervi određeni odlukom iz stavka 1. ovog članka, dužni su obaviti uvid u elaborat o rezervama te predsjedniku ili zamjeniku predsjednika Povjerenstva za utvrđivanje rezervi dostaviti pisano izvješće o ocjeni elaborata o rezervama u roku ne dužem od trideset dana od dana donošenja odluke o određivanju članova Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

(3) Odluka iz stavka 1. ovog članka dostavlja se investitoru i članovima Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

(4) U odluci iz stavka 1. ovog članka određuje se i predujam za troškove postupka ocjene elaborata o rezervama, rok u kojem investitor mora uplatiti predujam kao i način na koji investitor dostavlja dokaze o uplati predujma.

(5) Rok u kojem Investitor mora uplatiti predujam za troškove postupka ocjene elaborata o rezervama ne može biti duži od 15 dana od dana zaprimanja odluke iz stavka 1. ovog članka.

(6) U slučaju da investitor u roku određenom u stavku 5. ovog članka ne uplati predujam za troškove postupka ocjene elaborata o rezervama iz stavka 1. ovog članka Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi donosi rješenje kojim se odbacuje zahtjev za ocjenu elaborata o rezervama.

Članak 65.

(1) Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi iz članka 61. stavka 2. ovog Pravilnika broji do pet članova, a čine ga predsjednik ili zamjenik predsjednika i članovi.

(2) Sastav Povjerenstva za utvrđivanje rezervi iz članka 61. stavka 2. ovog Pravilnika je: do dvije stručne osobe s položenim stručnim ispitom iz geologije propisano pravilnikom iz članka 130. Zakona, i s najmanje pet godina radnog iskustva na poslovima istraživanja i eksploatacije ugljikovodika nakon položenog stručnog ispita iz geologije, te do dvije stručne osobe s položenim stručnim ispitom iz naftnog-rudarstva ili rudarstva propisano pravilnikom iz članka 130. Zakona, i s najmanje pet godina radnog iskustva na poslovima istraživanja i eksploatacije ugljikovodika nakon položenog stručnog ispita.

(3) Član Povjerenstva za utvrđivanje rezervi ne može biti osoba koja:

- je u bilo kakvom ugovornom odnosu s investitorom, kao niti osoba koja je takav odnos s investitorom imala u prethodne dvije godine

- je vlasnik poslovnog udjela, dionica odnosno drugih prava na temelju kojih bi sudjelovala u upravljanju odnosno kapitalu investitora, kao niti osoba s kojom povezane osobe (bračni ili izvanbračni drug, srodnici po krvi u uspravnoj lozi, braća i sestre te posvojitelj, odnosno posvojenik) su kao privatne osobe vlasnici poslovnog udjela, dionica odnosno drugih prava na temelju kojih bi sudjelovala u upravljanju odnosno kapitalu investitora

- je kao odgovorni voditelj izrade ili suradnik u izradi u protekle dvije godine sudjelovala u izradi elaborata o rezervama

- obavlja upravljačke poslove u pravnim osobama koje izrađuju elaborat o rezervama.

(4) Izjavu o nepostojanju sukoba interesa svaki član Povjerenstva za utvrđivanje rezervi mora potpisati prije donošenja odluke iz članka 64. stavka 1. ovog Pravilnika.

(5) Izjava o nepostojanju sukoba interesa je sastavni dio spisa predmeta ocjene svakog pojedinačnog elaborata o rezervama.

Članak 66.

(1) Članovi Povjerenstva za utvrđivanje rezervi u postupku ocjene elaborata o rezervama mogu iz razloga bitnih za utvrđivanje ispravnosti pojedinih navoda ili tehničkih rješenja iz elaborata o rezervama zatražiti od predsjednika ili zamjenika predsjednika Povjerenstva za utvrđivanje rezervi obavljanje uvida u istražnom prostoru ili na eksploatacijskom

polju ili uvid u dokumentaciju koja bi utvrdila ili pojasnila određene navode u elaboratu o rezervama.

(2) Odluku o obavljanju uvida u istražnom prostoru ili na eksploatacijskom polju iz stavka 1. ovog članka donosi zaključkom predsjednik ili zamjenik predsjednika Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

(3) U slučaju iz stavka 2. ovog članka investitor je dužan podmiriti putne troškove i dnevnice članova Povjerenstva za utvrđivanje rezervi u visini određenoj posebnim propisima.

Članak 67.

(1) Nakon primitka izvješća iz članka 64. stavka 2. ovog Pravilnika, predsjednik ili zamjenik predsjednika Povjerenstva za utvrđivanje rezervi zaključkom određuje mjesto i vrijeme održavanja sjednice Povjerenstva za utvrđivanje rezervi i o tome obavještava članove Povjerenstva za utvrđivanje rezervi i investitora.

(2) Investitor je dužan osigurati nazočnost odgovornog voditelja izrade i po potrebi suradnika koji su sudjelovali u izradi elaborata o rezervama na sjednicama Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

(3) Predsjednik ili zamjenik predsjednika Povjerenstva za utvrđivanje rezervi uz poziv na sjednicu investitoru dostavlja i po jedan primjerak pisanog izvješća članova Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

Članak 68.

(1) Sjednicu Povjerenstva za utvrđivanje rezervi vodi predsjednik ili zamjenik predsjednika Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

(2) Članovi Povjerenstva za utvrđivanje rezervi obrazlažu svoja izvješća o ocjeni elaborata o rezervama na sjednici Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

(3) Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi na sjednici razmatra elaborat o rezervama i donosi zaključak većinom glasova svih članova o:

- prihvatanju dostavljenog elaborata o rezervama
- potrebnim ispravcima i dopunama dostavljenog elaborata o rezervama
- odbijanju dostavljenog elaborata o rezervama.

(4) O radu Povjerenstva za utvrđivanje rezervi na sjednici Povjerenstva za utvrđivanje rezervi, tajnik Povjerenstva za utvrđivanje rezervi izrađuje zapisnik.

(5) U zapisnik o radu Povjerenstva za utvrđivanje rezervi se unosi:

- mjesto i vrijeme održavanja sjednice Povjerenstva za utvrđivanje rezervi
- ime i prezime članova Povjerenstva za utvrđivanje rezervi
- ime i prezime ovlaštenih predstavnika investitora
- ime i prezime odgovornog voditelja izrade elaborata o rezervama

– datum do kojeg investitor mora dostaviti ispravljeni elaborat o rezervama, a koji ne može biti duži od tri mjeseca od održavanja sjednice Povjerenstva za utvrđivanje rezervi

– opis tijeka sjednice

– davanje iskaza članova Povjerenstva za utvrđivanje rezervi o broju sati utrošenih za provjeru elaborata o rezervama

– zaključak Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

(6) Zapisnik o radu Povjerenstva za utvrđivanje rezervi potpisuju svi članovi Povjerenstva za utvrđivanje rezervi, te ga predsjednik ili zamjenik predsjednika Povjerenstva za utvrđivanje rezervi uručuje predstavniku investitora, a isti svojim potpisom potvrđuje primitak zapisnika.

(7) Zapisnik o radu Povjerenstva za utvrđivanje rezervi je sastavni dio spisa predmeta ocjene svakog pojedinačnog elaborata o rezervama.

Članak 69.

(1) Ako je zapisnikom utvrđeno kako je potrebno napraviti ispravke i dopune elaborata o rezervama, investitor iste dostavlja, ne kasnije od roka propisanog u članku 68. stavku 5. točki 5. ovog Pravilnika, svim članovima Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

(2) Nakon zaprimanja ispravljenog i dopunjenog elaborata o rezervama, članovi Povjerenstva za utvrđivanje rezervi, dostavljaju predsjedniku Povjerenstva za utvrđivanje rezervi izjavu o suglasnosti s unesenim izmjenama i dopunama u roku od 15 dana od dana zaprimanja ispravljenog i dopunjenog elaborata o rezervama.

(3) Izjave o suglasnosti s unesenim izmjenama i dopunama elaborata o rezervama, sastavni su dio spisa predmeta ocjene svakog pojedinačnog elaborata o rezervama.

(4) Kada svi članovi Povjerenstva za utvrđivanje rezervi dostave svoje pisane izjave o suglasnosti s izmjenama i dopunama sukladno zaključku iz članka 68. stavku 3. ovog Pravilnika, Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi donosi rješenje iz članka 71. ovog Pravilnika.

(5) Ako investitor ne obavi ispravke i dopune elaborata o rezervama u rokovima iz članka 68. stavka 5. točke 5. ovog Pravilnika, Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi donosi rješenje kojim se odbija zahtjev za ocjenu elaborata o rezervama.

Članak 70.

Temeljem zaključka Povjerenstva za utvrđivanje rezervi iz članka 68. stavka 3. ovog Pravilnika, o odbijanju dostavljenog elaborata o rezervama, Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi donosi zaključak kojim se odbija zahtjev za ocjenu elaborata o rezervama.

Sadržaj rješenja o utvrđivanju rezervi

Članak 71.

Temeljem zaključka Povjerenstva za utvrđivanje rezervi iz članka 68. stavka 3. ovog Pravilnika, o prihvaćanju dostavljenog elaborata o rezervama Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi donosi rješenje o utvrđivanju količina i kakvoća rezervi ugljikovodika, geotermalne vode za energetske svrhe, odnosno utvrđivanja i ovjere podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje prirodnog plina ili trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida, a sukladno članku 40. stavku 1. Zakona.

Članak 72.

(1) Rješenje iz članka 71. ovog Pravilnika sadrži:

- ime ili naziv investitora
- naziv akta kojim je odobren istražni prostor i/ili eksploatacijsko polje
- naziv i datum elaborata o rezervama
- dan na koji se potvrđuje stanje rezervi
- kategorizaciju i klasifikaciju utvrđenih rezervi
- količine ugljikovodika iscrpljene do dana na koji se podnosi elaborat o rezervama
- kakvoću ugljikovodika i/ili geotermalne vode za energetske svrhe i/ili plina za skladištenje u geološkim strukturama
- krajnji rok za dostavu elaborata o rezervama sukladno odredbama članka 41. stavka 3. Zakona o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika.

(2) Kada se rješenje donosi o potvrdi podataka o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje ugljikovodika i trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida, upisuju se podaci o građi, obliku, veličini i obujmu geoloških struktura pogodnih za skladištenje plinova i trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida.

Članak 73.

(1) Rješenje iz članka 71. ovog Pravilnika i jedan primjerak elaborata o rezervama s popratnom dokumentacijom, pohranjuje se u zbirci elaborata Ministarstva.

(2) Rješenje iz članka 71. ovog Pravilnika ne može se dostaviti investitoru do ispunjenja obveza iz članka 74. stavka 2. ovog Pravilnika.

Troškovi i naknada

Članak 74.

(1) Troškove rada Povjerenstva za utvrđivanje rezervi snosi investitor sukladno odredbama članka 40. stavka 5. Zakona o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika.

(2) Iznos troškova postupka ocjene elaborata o rezervama utvrđuje zaključkom Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi nakon održane sjednice Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

(3) Zaključkom iz stavka 2. ovog članka utvrđuju se troškovi rada Povjerenstva za utvrđivanje rezervi, rok u kojem investitor mora podmiriti troškove rada Povjerenstva za utvrđivanje rezervi, kao i način na koji investitor dostavlja dokaze o podmirenju troškova rada Povjerenstva za utvrđivanje rezervi.

(4) Rok u kojem investitor mora podmiriti troškove rada Povjerenstva za utvrđivanje rezervi ne može biti duži od 15 dana od dana zaprimanja zaključka iz stavka 2. ovog članka.

(5) Troškovi rada Povjerenstva za utvrđivanje rezervi uključuju naknade određene člankom 76. ovog Pravilnika, te poreze, prireze i doprinose.

(6) U slučaju da Podnositelj zahtjeva u roku određenom u stavku 4. ovog članka ne podmiri troškove iz stavka 2. ovog članka, Povjerenstvo za utvrđivanje rezervi donosi rješenje kojim se odbacuje zahtjev za ocjenu elaborata o rezervama.

Članak 75.

Predsjedniku ili zamjeniku predsjednika, članovima i tajniku Povjerenstva za utvrđivanje rezervi pripada naknada za rad u Povjerenstvu za utvrđivanje rezervi.

Članak 76.

Visinu naknade za rad Povjerenstva za utvrđivanje rezervi, posebnom odlukom određuje ministar nadležan za energetiku.

VIII. VREDNOVANJE UGLJIKOVODIKA ODNOSNO UTVRĐIVANJE TRŽIŠNE CIJENE UGLJIKOVODIKA I POSTUPANJE POVJERENSTVA TIJEKOM VREDNOVANJA UGLJIKOVODIKA

Članak 77.

Ugljikovodici se vrednuju za potrebe određivanja iznosa naknade za pridobivene količine ugljikovodika, povrata troškova ugljikovodika, udjela dobiti u ugljikovodicima i bruto prihoda investitora prilikom izračuna porezne obveze investitora.

Povjerenstvo za vrednovanje ugljikovodika

Članak 78.

(1) Povjerenstvo za vrednovanje ugljikovodika, sukladno članku 10. Zakona o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika, osniva i njegove članove rješenjem imenuje ministar nadležan za energetiku iz redova službenika Ministarstva i zaposlenika Agencije te prema potrebi može imenovati znanstvene i stručne djelatnike iz drugih javnopravnih tijela te ostale stručnjake iz redova znanstvene i stručne javnosti.

(2) Povjerenstvo za vrednovanje ugljikovodika iz stavka 1. ovog članka broji pet članova, a čine ga predsjednik, zamjenik predsjednika i članovi.

(3) Tajnik povjerenstva za vrednovanje ugljikovodika izrađuje sva pismena iz stavka 5. ovog članka i sudjeluje u radu Povjerenstva za vrednovanje ugljikovodika bez prava odlučivanja.

(4) Predsjednik i zamjenik predsjednika povjerenstva za vrednovanje ugljikovodika biraju se iz redova Ministarstva i/ili Agencije.

(5) Sva pismena – primjerice: pozive, odluke, prijedloge, zaključke, rješenja, ugovorne odnose, zapisnike, očitovanja, pojašnjenja, mišljenja, koja se donose u radu i vezano za rad povjerenstva za vrednovanje ugljikovodika potpisuje predsjednik ili zamjenik predsjednika.

Članak 79.

(1) Investitor imenuje svoja dva predstavnika u povjerenstvo za vrednovanje ugljikovodika.

(2) Investitor je dužan dostaviti imenovanje svojih predstavnika Ministarstvu i Agenciji u roku 30 dana od stupanja ovog Pravilnika na snagu.

(3) Svaku promjenu članova iz stavka 2. ovog članka, investitor je dužan dostaviti najmanje 10 dana prije isteka kvartala za koji se vrednuju ugljikovodici.

Članak 80.

(1) Investitor je dužan, najkasnije do petoga dana svakog mjeseca, dostaviti povjerenstvu za vrednovanje ugljikovodika specifikaciju sirove nafte i/ili kondenzata i/ili prirodnog plina spremnih za prodaju na mjernoj točki koja je utvrđena u provjerenoj naftno-rudarskoj dokumentaciji te količine pridobivene sirove nafte i/ili kondenzata i/ili prirodnog plina za prethodni mjesec kao i izračunatu vrijednost ugljikovodika za potrebe plaćanja naknade za pridobivene količine ugljikovodika.

(2) Količine pridobivene sirove nafte i/ili kondenzata i/ili prirodnog plina prikazuju se u kubičnim metrima (m^3), dok se vrijednost ugljikovodika prikazuje u HRK.

(3) U slučaju potrebe konverzije cijena ugljikovodika iz drugih valuta u HRK, primjenjuje se srednji tečaj objavljen od strane Hrvatske narodne banke, a koji je važeći na zadnji dan prethodnog mjeseca.

(4) Specifikacija sirove nafte i kondenzata osobito mora sadržavati gustoću te količinu sumpora u nafti i kondenzatu spremnima za prodaju.

(5) Pridobivene količine ugljikovodika mjere se na mjernoj točki koja je utvrđena u provjerenoj naftno-rudarskoj dokumentaciji.

(6) Za potrebe utvrđivanja kvalitete pridobivene nafte i/ili kondenzata uzima se kvaliteta sirove nafte i/ili kondenzata na mjernoj točki i to gustoće na 15 °C te količina sumpora.

(7) Kontrolu količine i kvalitete sirove nafte i/ili kondenzata obavlja pravna osoba akreditirana od Hrvatske akreditacijske agencije prema normi HRN EN ISO/IEC 17020 koja mora obuhvaćati područje akreditacije za inspekciju nafte, te čiji su predmet, vrsta i postupak inspekcije akreditirani prema odgovarajućim normama.

(8) Specifikacija prirodnog plina mora osobito sadržavati energetska vrijednost te udjele dušika i drugih plinova.

Članak 81.

(1) Povjerenstvo za vrednovanje ugljikovodika se sastaje bez odgode nakon završetka svakog kvartala, a u svakom slučaju najkasnije 20 dana nakon završetka kvartala, kako bi u skladu s odredbama Zakona utvrdilo tržišnu cijenu pridobivene sirove nafte i/ili kondenzata i/ili prirodnog plina koja se primjenjivala na mjesece prethodnog kvartala.

(2) Povjerenstvo za vrednovanje ugljikovodika usklađuje cijene sirove nafte, kondenzata i prirodnog plina te iznose koje je investitor uplatio na ime naknade za pridobivene količine ugljikovodika za mjesece prethodnog kvartala.

(3) Povjerenstvo za vrednovanje ugljikovodika razmatra ostvarene cijene sirove nafte i/ili kondenzata i/ili prirodnog plina u svakom slučaju, a osobito kada je do prodaje došlo sukladno članku 52. stavcima 4. i 5. Zakona, te utvrđuje jesu li ostvarene cijene u skladu s tržišnim uvjetima.

(4) Ako je investitor prilikom izračuna primijenio cijene koje ne odgovaraju kretanjima cijena iz članaka 83. i 84. ovog Pravilnika, povjerenstvo za vrednovanje ugljikovodika donosi zaključak u kojem utvrđuje cijenu nafte i/ili kondenzata i/ili plina te razliku naknade nastale zbog primjene neodgovarajućih cijena, a koju je investitor dužan uplatiti za mjesece prethodnog kvartala.

(5) Ako je investitor uplatio naknadu veću nego je bio dužan platiti za mjesece prethodnog kvartala, ta razlika će mu se uzeti u obzir prilikom izračuna naknade u sljedećem kvartalu.

(6) Zaključak iz stavka 4. ovog članka sadrži podatke o kretanjima cijena nafte i/ili plina, uplaćenim iznosima na ime naknade za pridobivene količine ugljikovodika, razliku koju investitor mora uplatiti te rok do kojeg investitor mora uplatiti razliku naknade za pridobivene količine ugljikovodika.

(7) Zaključak potpisuje predsjednik ili zamjenik predsjednika povjerenstva te se isti dostavlja investitoru.

(8) Zaključak povjerenstva za vrednovanje ugljikovodika obvezujući je za investitora.

Članak 82.

(1) Ako povjerenstvo za vrednovanje ugljikovodika ne donese zaključak u roku od 30 dana od završetka predmetnog kvartala, Ministarstvo će odrediti stručnjaka iz redova znanstvene i stručne javnosti, na trošak investitora, koji će donijeti obvezujući zaključak o tržišnim cijenama za predmetni kvartal.

(2) Do određivanja cijene, tržišna cijena koja se privremeno primjenjuje na određeni mjesec je tržišna cijena prethodnog mjeseca.

Vrednovanje sirove nafte

Članak 83.

(1) Tržišna cijena sirove nafte za potrebe plaćanje naknade temeljem članka 51. Zakona, a u slučaju kad je došlo do prodaje sukladno članku 52. Zakona, utvrđuje se prema sljedećoj formuli:

$$Y = P_{Bt} + 0,007 \times (\Delta API^o \times P_{Bt}) - 0,056 \times (\Delta \text{sumpor} \times P_{Bt})$$

gdje je:

Y	tržišna cijena analizirane nafte (USD/bbl)
P _{Bt}	cijena Brenta (USD/bbl)
Δ API°	razlika u gustoći između analizirane sirove nafte i Brenta (API°)
Δ sumpor	razlika u sadržaju sumpora između analizirane sirove nafte i Brenta

(2) Ako je razlika u gustoći +/ – 5% od vrijednosti gustoća i/ili +/ – 5% količine sumpora u vrstama nafte iskazanih na svjetskoj burzi Mediterana, kao osnova za izračun tržišne cijene nafte uzima se prosjek dnevnih cijena Brenta (Dated) predmetnog mjeseca na temelju Platts dnevnog izvješća, s ciljem izbjegavanja dvostrukog usklađivanja cijena.

Vrednovanje prirodnog plina

Članak 84.

(1) Tržišna cijena prirodnog plina za potrebe plaćanja naknade temeljem članka 51. Zakona, a u slučaju kad je došlo do prodaje sukladno članku 52., stavku 11. Zakona, određuje se na način da odražava jedinični trošak nabave plina na referentnom spot tržištu te se utvrđuje za regulacijsku sezonu t i to, ljetnu (travanj – rujanj) i zimsku (listopad – ožujak), prema formuli:

$$C_{\text{plin}} = \frac{\sum_{i=1}^n (TTF_i \times T_i)}{1000 \times n \times k_{\text{NCV/GCV}}}$$

gdje je:

C _{plin}	cijena nabave plina (HRK/kWh),
TTF	aritmetička sredina Bid i Offer cijena terminskih ugovora »TTF Price Assessment – Winter t« ili »TTF Price Assessment – Summer t« za isporuku plina u sezoni t, objavljenih u svakom pojedinom danu trgovanja prethodne sezone t-1 u publikaciji ICIS HEREN »European Spot Gas Markets« (EUR/MWh)
T	srednji devizni tečaj u EUR/HRK koji objavljuje Hrvatska narodna banka za dan za koji su objavljene cijene terminskih ugovora »TTF Price Assessment – Summer t« ili »TTF Price Assessment – Winter t«
i	dnevni podaci, i = 1, 2, 3,..., n,
n	broj dana prethodne sezone t-1 u kojima su objavljene dnevne cijene terminskih ugovora »TTF Price Assessment – Summer t« ili »TTF Price Assessment – Winter t«,
k _{NCV/GCV}	koeficijent za pretvorbu cijene plina iz gornje ogrjevne vrijednosti u donju ogrjevnu vrijednost, koji iznosi 0,901.

(2) Cijena plina za regulacijsku sezonu utvrđuje se najkasnije 15 dana prije početka naredne sezone.

IX. PRIJELAZNE I ZAVRŠNE ODREDBE

Članak 85.

Upravni postupci koji su započeli prije stupanja na snagu ovog Pravilnika te sudski ili drugi postupci koji se vode povodom istih dovršit će se prema odredbama propisa koji su bili na snazi do stupanja na snagu ovog Pravilnika.

Članak 86.

Naftno-rudarski gospodarski subjekti dužni su u roku od šest mjeseci od stupanja ovog Pravilnika na snagu dostaviti Ministarstvu prijedlog za razvrstavanje u klase i kategorije rezerve ugljikovodika, geotermalne vode, prirodnog plina te neto sadašnju vrijednost prikazanih klasa i kategorija rezervi s jasno naznačenim ekonomskim pokazateljima korištenim pri izračunu sukladno ovom Pravilniku i obrascima 5, 6, 7 i 8 koji se nalaze kao prilozi ovom Pravilniku.

Članak 87.

(1) Ministar nadležan za energetiku donijet će rješenje iz članka 61. stavka 2. ovog Pravilnika i odluku iz članka 76. ovog Pravilnika u roku od 30 dana od dana stupanja na snagu ovog Pravilnika.

(2) Do donošenja rješenja iz članka 61. stavka 2. ovog Pravilnika i odluke iz članka 76. ovog Pravilnika, primjenjuju se:

1. Rješenje Ministarstva gospodarstva, poduzetništva i obrta, klasa: 310-01/16-03/362, urbroj: 526-04-02/2-6-01, od 28. prosinca 2016. godine, o imenovanju Povjerenstva za utvrđivanje rezervi mineralnih sirovina i Stručnog povjerenstva za provjeru rudarskih projekata.

2. Odluka Ministarstva gospodarstva, poduzetništva i obrta, klasa: 310-01/16-03/362, urbroj: 526-04-02/2-6-02, od 28. prosinca 2016. godine, o visini naknada za rad Povjerenstva za utvrđivanje rezervi mineralnih sirovina i Stručnog povjerenstva za provjeru rudarskih projekata.

Članak 88.

Ovaj Pravilnik stupa na snagu osmoga dana od dana objave u »Narodnim novinama«.

Klasa: 310-01/18-03/19

Urbroj: 517-06-3-1-18-1

Zagreb, 13. rujna 2018.

Ministar

dr. sc. Tomislav Ćorić, v. r.

Obrazac 1. Ugljikovodici

Izvor toplote i/ili hladnoće		Izvor toplote i/ili hladnoće	Proizvodnja do 31.12.20__	Proizvodnja u 20__	20__	20__	20__	20__	20__
Topla	10 ³ m ³								
Hladna	10 ³ m ³								
Topla (bez HVO)	10 ³ m ³								
Hladna (bez HVO)	10 ³ m ³								
HVO	10 ³ m ³								
HVO (HVO)	HVO								

Obrazac 2. Geotermalna voda

Geotermalna voda		Proizvodnja do 31.12.20__	Proizvodnja u 20__	20__	20__	20__	20__
Geotermalna voda	10 ³ m ³						
Geotermalna voda (bez HVO)	10 ³ m ³						
Geotermalna voda (bez HVO)	10 ³ m ³						
HVO	HVO						

Obrazac 3. Geološke strukture za skladištenje prirodnog plina

Geološka struktura		Proizvodnja do 31.12.20__	Proizvodnja u 20__	20__	20__	20__	20__
Geološka struktura	10 ³ m ³						
Geološka struktura (bez HVO)	10 ³ m ³						
HVO	HVO						

Obrazac 4. Trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida u geološkim strukturama

Geološka struktura		Proizvodnja do 31.12.20__	Proizvodnja u 20__	20__	20__	20__	20__
Geološka struktura	10 ³ m ³						
Geološka struktura (bez HVO)	10 ³ m ³						
HVO	HVO						

Obrazac 5. Godišnji izvještaj o stanju rezervi ugljikovodika

Kategorija polja	Vrijeme		Obim iskapanja (m ³)	Prijava do 31.12.20__	Prijava do 31.12.20__	P1	P2	P3	C1	C2	C3
	Katja	(m ³)									
	Polje	(m ³)									
	Prijava do 31.12.20__	(m ³)									
	Prijava do 31.12.20__	(m ³)									
	Prijava do 31.12.20__	(m ³)									
UKUPNO	UKUPNO										

Obrazac 6. Godišnji izvještaj o stanju rezervi geotermalne vode

Kategorija polja		Prijava do 31.12.20__	Prijava do 31.12.20__	P1	P2	C1	C2
Katja	1						
Polje	2						
Prijava do 31.12.20__	3						
Prijava do 31.12.20__	4						
UKUPNO	UKUPNO						

Obrazac 7. Godišnji izvještaj o skladištenju prirodnog plina

Kategorija polja		Obim iskapanja (m ³)	P1	P2	P3	C1	C2	C3
Katja	1							
Polje	2							
Prijava do 31.12.20__	3							
Prijava do 31.12.20__	4							
UKUPNO	UKUPNO							

Obrazac 8. Godišnji izvještaj o trajnom zbrinjavanju ugljikova dioksida u geološkim strukturama

Kategorija polja		Prijava do 31.12.20__	Prijava do 31.12.20__	P1	P2	P3	C1	C2	C3
Katja	1								
Polje	2								
Prijava do 31.12.20__	3								
Prijava do 31.12.20__	4								
UKUPNO	UKUPNO								