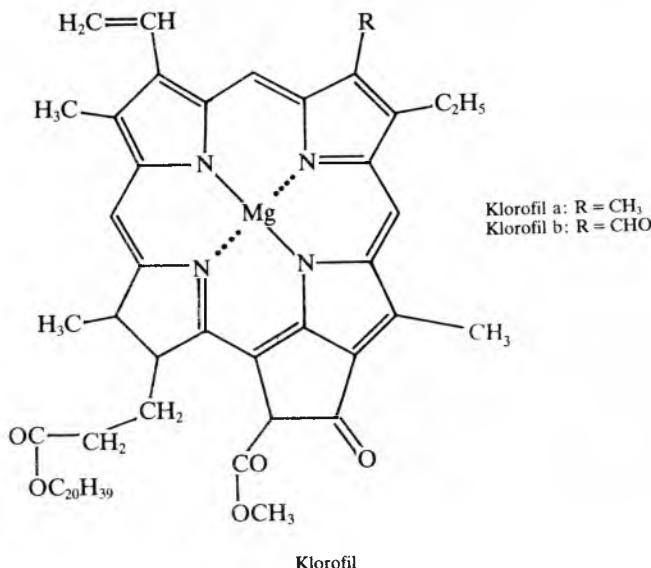


PRIRODNA BOJILA – PRIRODNI PLIN

kristalizacijom iz otopine u kloroformu i metanolu. U većim količinama klorofil se nalazi u lucerni (*Medicago sativa*), u više vrsta kopriva (*Urtica dioica*, *U. urens*), u divljem kupusu (*Brassica oleracea*) i mnogim drugim biljkama.



Klorofil otopljen u mastima i uljima upotrebljava se za bojenje sapuna, vegetabilnih, mineralnih i eteričnih ulja, voskova i farmaceutskih masti. U fotosintezi služi kao katalizator, a u fotografskom materijalu za apsorpciju infrarvenog zračenja. Služi i kao reagens za dokazivanje užeženosti ulja i masti.

U vodi topljni klorofilni preparati upotrebljavaju se u prehrambenoj industriji za bojenje kolača, želatine i pića, u kozmetičkoj industriji za bojenje paste za zube, a u farmaceutskoj industriji kao dodatak mastima ili otopinama za poticanje zaraščivanja ozljeda kože i za odstranjivanje neugodnog zadaha.

LIT.: G. Schultz, Farbstofftabellen. Akadem. Verlagsges., Springer, Berlin-Göttingen-Heidelberg 1931. – F. Mayer, Chemie der organischen Farbstoffe, Bd. 2, Natürliche organische Farbstoffe. Verlag Springer, Berlin 1935. – L. F. Fieser, M. Fieser, Organic Chemistry. D. C. Heath & Company, Boston, Mass. 1950. – A. J. Confrancesco, Dyes, Natural, u djelu R. E. Kirk, D. F. Othmer, Encyclopedia of Chemical Technology, Vol. 7. J. Wiley & Sons, Inc., New York 1965. – C. R. Noller, Chemistry of Organic Compounds. W. B. Saunders Company, Philadelphia-London 1965. – H. Schweppe, Farbstoffe, natürliche, u djelu Ullmanns Enzyklopädie der technischen Chemie, Bd. 11, Verlag Chemie, Weinheim 1976.

D. Turkalj

PRIRODNI PLIN (zemni plin), goriva plinska smjesa koja se nalazi u stijenama Zemljine kore, a pojavljuje se u zasebnim ležištima ili otopljeni u nafti na različitim dubinama i pod različitim tlakovima.

Prirodni je plin danas u tehnološkom i privrednom pogledu vrlo važan proizvod, pa je njegovo industrijsko iskoriščavanje i prerada, usko povezana s naftnom industrijom, jedna od vrlo važnih privrednih djelatnosti mnogih zemalja. Razlog je tome što se prirodni plin u prvom redu upotrebljava kao gorivo, što mu danas, u vrijeme kada se zalihe i izvori energije sve više cijene i sve su rjeđi, daje izuzetno značenje. Osim kao gorivo, prirodni se plin upotrebljava i kao jedna od ključnih sirovina za proizvodnju petrokemikalija (v. *Petrokemikalije*, TE 10, str. 249).

Na osnovi mnogih nalaza zaključuje se da je prirodni plin, a isto tako i nafta, bio poznat već prije više tisuća godina. Ljudi su ih prvo zapazili na mjestima gdje su se prirodno pojavljivali na Zemljinoj površini, te se često djelovanjem munje zapalili i trajno gorjeli. Prije više od 2000 godina Kinezii su bambusovim cjevčicama dovodili prirodni plin u hramove za osvjetljivanje, a upotrebljavali su ga i za zagrijavanje velikih posuda za isparivanje vode radi dobivanja soli. Iz Cezarova doba postoje izvještaji o izbijanju prirodnog plina

u Galiji. Prva komercijalna upotreba prirodnog plina u zapadnom svijetu datira oko godine 1802, kada su prirodnim plinom osvijetljene ulice u Genovi. Od tada je njegova primjena stalno rasla, pa je, npr., samo u toku jedne životne generacije, od 1940. do 1970. god., njegova potrošnja u SAD porasla za 730%. Danas se, međutim, može već nazrijeti vrijeme kada će se rezerve prirodnog plina približiti kraju. Zbog toga sve više jača svijest o potrebi da se prirodni plin ne upotrebljava više kao gorivo, već da se što duže sačuva kao dragocjen izvor sirovina za proizvodnju petrokemikalija.

O postanku prirodnog plina u Zemljinoj kori ima mnogo hipoteza i teorija. Najšire je prihvaćena organska teorija. Poznato je, naime, da plin metan nastaje dugotrajnim raspadanjem biljne tvari u mirnim vodama i da na površinu izlazi kao močvarni plin. Prema teorijskoj predodžbi ostaci biljaka, bakterija, algi, zooplanktona i fitoplanktona (biomaša) u pradavna su se doba taložili u jezerima i na morskom dnu u blizini riječnih ušća i prekrivali slojevima mulja. Tektonskim pomacima Zemljine kore nakupine biomase i mulja dospijevaju na veće dubine, gdje je biomasa ostala zarobljena u nastalim sedimentnim stijenama i raspada se milijunima godina pod djelovanjem topline i tlaka. U pličim ležištima, uglavnom do 1000 m, raspadanjem biomase stvarao se gotovo čisti metan (biogeni plin). U dubljim ležištima (temperatura 50–150 °C) pretvorbom biomase najprije u organsku tvar kerogen, a zatim daljom degradacijom u ugljikovodike, stvarala se nafta, plin otopljen u nafti, mokri plin i plin s kondenzatom. Na još višim temperaturama molekule su se dalje cijepale i nastajao je čisti metan. Osim toga, prirodni plin može nastati i od ugljena. Tako stvoreni prirodni plin, a i nafta, ponekad su pronalazili put do Zemljine površine, ali su na mnogim mjestima ostali prekiveni nepropusnim stijenama u ležištima različitih veličina.

Osim organske teorije, u posljednje vrijeme popularnija postaje i teorija o anorganskom porijeklu prirodnog plina i nafta, koja pretpostavlja uklapanje golemih količina metana iz tadašnje atmosfere u unutrašnjost Zemlje u vrijeme stvaranja njezine kore. Teorija daje podlogu za očekivanje bitno većih zaliha slobodnog prirodnog plina u dubljim formacijama, pa su s tim u vezi pojačani napor na bušenju vrlo dubokih bušotina. Više o postanku prirodnog plina i nafta te o geologiji i prospekcijskih njihovih ležišta v. *Nafta*, TE 9, str. 192, 198.

Prirodni se plin može naći na svim kontinentima, a najviše ga je otkriveno u SAD, Kanadi, SSSR i na Srednjem istoku. Prema novim podacima najveće je plinsko polje na svijetu Urengoj u SSSR sa zalihama plina od $5 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$. U SSSR se također nalazi najviše ogromnih plinskih polja. U SAD najveće je polje Panhandle-Hogoton sa zalihama od $2 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ plina. U Alžiru polje Hassi R'Mel ima iste zalihe, a u Nizozemskoj polje Groningen ima zalihe od $1,9 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ plina.

I u Jugoslaviji ima prirodnog plina. Iskorištavaju se za sada samo nalazišta u predjelima Panonskog bazena, ali se komercijalne akumulacije očekuju i iz vanjskih Dinarida i jadranskog podmorja.

Sastav i svojstva prirodnog plina. U svojim ležištima plin može biti otopljen u nafti (naftni plin, v. *Nafta*, TE 9, str. 215) ili sloboden. Pod prirodnim plinom u užem smislu razumijeva se upravo taj slobodni plin, što je i predmet ovog članka.

Relativna gustoća prirodnog plina može biti vrlo različita i iznosi od 0,55 (s obzirom na zrak = 1) za plin koji se sastoji skoro samo od metana pa do vrijednosti oko 1 za plin s većim udjelom viših ugljikovodika.

Prirodni je plin uglavnom smjesa ugljikovodika alkanskog reda s najvećim množinskim (molnim) udjelom metana (i više od 90%) i manjim udjelima etana, propana i ostalih viših članova homolognog niza alkana (v. *Alifatski ugljikovodici*, TE 1, str. 194). Anorganski sastojci prirodnog plina, ugljikodioksidi i dušik, nalaze se obično u udjelima od nekoliko postotaka, a sumporovodik u dijelovima na milijun, iako ih može biti i mnogo više. Plin s množinskim udjelom ugljikodioksid-a $> 3\%$, a sumporovodika $> 7 \text{ ppm}$ (dijelovi na milijun) naziva se *kiselim plinom*. Većina prirodnih plinova sadrži i male količine helija (0,005–0,1%) te slične količine argona i neon-a, a katkada žive i vodika.

Sastavi pojedinih ugljikovodičnih smjesa u ležišta prirodnog plina mogu se vrlo razlikovati, već prema mjesnim geološkim, geokemijskim i termodinamičkim uvjetima geneze i migracije ugljikovodika. Razlike u sastavu posebice se odnose na udio ugljikovodika s više od 7 ugljikovih atoma u molekuli (tabl. 1). S obzirom na udjel viših ugljikovodika u slobodnom prirodnom plinu razlikuje se: a) *suh plin*, koji se sastoji od metana s neznatnim udjelom viših ugljikovodika; b) *mokri (vlažni) plin*, s povećanim udjelom viših ugljikovodika; c) *fluid iz plinsko-kondenzatnog ležišta*, sa znatnim udjelom viših ugljikovodika.

Tablica 1
PRIMJERI SASTAVA FLUIDA U LEŽIŠTIMA UGLJKOVODIKA
(množinski udio, %)

	<i>Suh plin</i>	<i>Mokri plin</i>	<i>Fluid iz plinsko-kondenzatnog ležišta</i>
Metan	94,41	78,87	70,96
Etan	1,44	6,61	8,21
Propan	0,34	3,32	3,37
<i>i</i> -butan	0,07	0,71	0,76
<i>n</i> -butan	0,10	1,32	1,61
<i>i</i> -pentan	0,04	0,57	0,77
<i>n</i> -pentan	0,04	0,60	0,54
Heksani	0,04	0,92	1,47
Heptan i viši ugljikovodici	0,44	3,34	10,88
Dusič	0,30	1,79	0,88
Ugljik-dioksid	2,78	1,94	0,53
Sumporovodik	—	0,11	0,02
<i>Proizvodni plinski faktor</i> (m ³ plina/m ³ kapljevine)	27600	2720	1140

Fazno ponašanje ugljikovodične smjese u nekom ležištu, tj. ovisnost volumena sustava o tlaku i temperaturi (tzv. p, V, T -svojstvo), vrlo je važno fizikalno svojstvo koje treba poznavati pri definiranju ležišta i načina proizvodnje. Ugljikovodična je smjesa najčešće homogen, jednofazan sustav u uvjetima ležišta, a heterogen, dvofazan sustav u području nižih tlakova i temperatura.

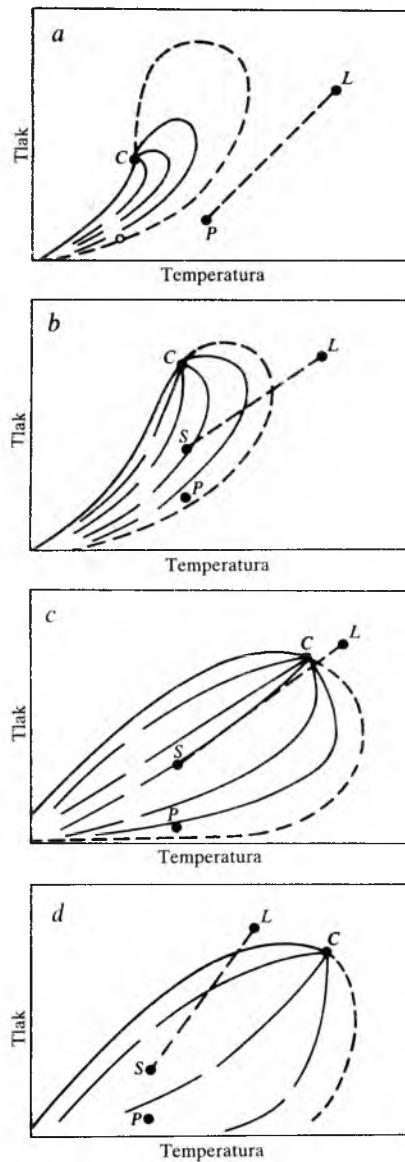
Fazno je stanje rezultanta međusobno suprotnih djelovanja sila privlačenja i sila odbijanja na molekulnoj razini. Budući da međumolekulne sile ovise o veličini i obliku molekula, fazna stanja ovise o tlaku, temperaturi i sastavu smjese (v. Plin, TE 10, str. 381; v. Fazne ravnoteže, TE 5, str. 377).

Opis ravnotežnih odnosa plinske i kapljevite faze daje fazni dijagram smjese (sl. 1). U faznom je dijagramu dvofazno područje odijeljeno od jednofaznog područja plina i kapljevine krivuljom isparivanja i krivuljom kondenzacije ili rošenja. Sasvim mali izotermni pad tlaka (uz krivulju isparivanja) uzrokuje pojavu druge, plinske faze (isparivanje), a malo

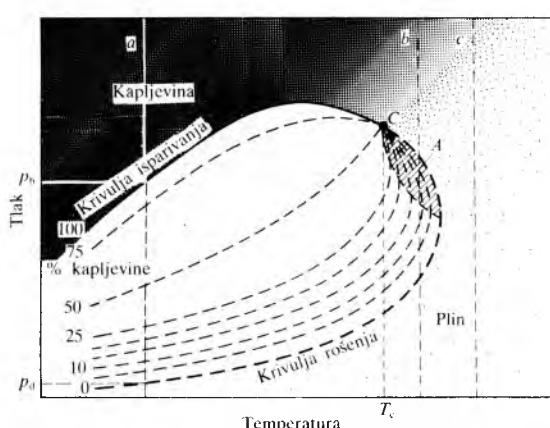
povećanje tlaka uzrokuje nestanak plinske faze otapanjem u kapljevinu (zasićivanje). Krivulja isparivanja, dakle, povezuje točke ravnotežnih stanja s obzirom na tlak i temperaturu (tzv. p, T -stanja) u kojima se zbivaju fazni prijelazi plin–kapljevina. Budući da svakoj temperaturi odgovara svojstvena vrijednost tlaka na krivulji (tlak zasićenja, p_b), ta se krivulja naziva i krivuljom tlakova zasićenja. Analogna fazna promjena na krivulji rošenja jest pojava druge, kapljevite faze prilikom izoternog povećanja tlaka, odnosno isčezavanje kapljevite faze prilikom sniženja tlaka (krivulja tlakova rošenja, p_d).

Krivulje tlakova zasićenja i tlakova rošenja spajaju se u kritičnoj točki, koja je definirana kritičnim veličinama stanja smjese (p_c i T_c). Uz p, T -stanja kritične točke intenzivna fazna svojstva (npr. gustoća) postaju identična. Na tlakovima i temperaturama višim od p_c i T_c postoji samo jednofazni fluid.

Kvantitativni odnosi među fazama definirani su u dvofaznom području linijama istog volumognog udjela jedne od faza.



Sl. 2. Klasifikacija ležišta ugljikovodika. L ležišta, S separatorska, P površinska p, T -stanja; a ležište suhog plina, b ležište mokrog plina, c plinsko-kondenzatno ležište, d ležište hlapljive nafte



Sl. 1. Fazni dijagram smjese ugljikovodika u ležištu. a) izoterna normalnog isparivanja/kondenzacije (p_b tlak zasićenja, p_d tlak rošenja za tu izotermu), b) izoterna retrogradnog isparivanja, c) monofazni izotermi, A područje retrogradnih faznih prijelaza, C kritična točka

Više je značajki faznog ponašanja ugljikovodičnih smjesa. Tako, npr., veličina dvofaznog područja ovisi o sastavu i raste s brojem komponenata u smjesi i s razlikom u njihovim vreljistima, odnosno s razlikom u molekulnim masama komponenta. Normalno fazno ponašanje očituje se u povećanju

udjela kapljivine (normalna kondenzacija) tokom izotermnog povećanja tlaka ili izobarnog sniženja temperature, a suprotne promjene p , T -stanja (normalno isparivanje) uzrokuju povećanje udjela plinske faze (sl. 1, izoterna a). Retrogradno fazno ponašanje inverzija je normalnoga: izoternma kompresija smjese uzrokuje isparivanje, a sniženje tlaka kondenzaciju kapljivine u dvofaznom području (sl. 1, izoterna b). Retrogradno je fazno ponašanje ograničeno na područje p , T -stanja u blizini kritične točke i tipično je za plinske kondenzate.

Ukupna promjena veličina stanja od ležišnih do separatorskih i površinskih p , T -stanja tokom proizvodnje uzrokuje fazne prijelaze fluid → plin ili fluid → plin + kapljevina, već prema sastavu. Ležišni se fluid na površini razdvaja na različite količine plina i kapljivine. Njihov se volumni omjer naziva plinskim faktorom i približna je indikacija sastava, odnosno tipa ugljikovodičnog sustava u ležištu.

Klasifikacija ležišta. Razvrstavanje ležišta ugljikovodika po tipovima važno je zbog razlika u režimu i tehnologiji iskorištavanja pojedinog tipa ležišta. Kriteriji klasifikacije jesu fizikalne i termodynamičke značajke sustava. Prema karakteristikama faznog dijagrama s obzirom na p , T -stanja ležišta, razlikuje se nekoliko tipova ležišta ugljikovodika (sl. 2): *a) Ležište suhog plina*. Temperatura ležišta mnogo je viša od kritične. U čitavom području proizvodnih p , T -stanja nema kondenzacije kapljivine (viših ugljikovodika). *b) Ležište mokrog plina*. Temperatura ležišta viša je od kritične i od najviše temperature dvofaznog područja. Udio viših ugljikovodika dovoljan je za kondenzaciju manjih količina kapljivine tek na površinskim p , T -stanjima. *c) Plinsko-kondenzatno ležište*. Temperatura je ležišta između kritične i najviše temperature dvofaznog područja. Tlak je u ležištu obično viši od kritičnoga. Za vrijeme ekspanzije sustava nastaje retrogradna kondenzacija kapljivine u ležištu. Konačna količina kapljivine na površini rezultat je naknadne normalne kondenzacije zbog pada temperature. *d) Ležište hlapljive nafte*. Temperatura je ležišta niža od kritične. Udio je viših ugljikovodika veći nego u plinskim kondenzatima. Kapljevina na površini nastaje normalnom kondenzacijom.

Budući da s povećanjem broja sastojaka smjese rastu njihove moguće kombinacije, sastavi se ugljikovodičnih fluida u podzemnim nalazištima kontinuirano mijenjaju. Zato se granična područja između pojedinih tipova preklapaju, pa klasifikacija ležišta nije uvijek jednoznačna. Katkada je teško razlikovati plinsko-kondenzatno ležište od ležišta hlapljive nafte, ili ležište vlažnog plina od ležišta kondenzata.

B. Goričnik

PROCJENA OTKRIVENIH GEOLOŠKIH ZALIHA ISCRPKA PRIRODNOG PLINA I KONDENZATA

Zalihe prirodног plina u otkrivenim ležištima procjenjuju se pomoću jednadžbe (v. *Nafta*, TE 9, str. 213)

$$G = \frac{Ah\Phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}}, \quad (1)$$

gdje je A površina ležišta, h njegova debљina, Φ koeficijent (udio) šupljikavosti ležišta, S_{wi} udio vode u ležištu, a B_{gi} volumni koeficijent plina (omjer volumenâ iste mase plina u ležišnim i standardnim uvjetima) koji je određen izrazom

$$B_{gi} = \frac{T_i p_{sc}}{T_{sc} p_i} z_i, \quad (2)$$

gdje su T_i i p_i temperatura i tlak u ležištu, T_{sc} (288,15 K) i p_{sc} (0,101325 MPa) temperatura i tlak u standardnim uvjetima, a z_i koeficijent odstupanja ponašanja realnih plinova od ponašanja idealnog plina. Indeks i označuje početno stanje u ležištu, dakle stanje prije početka iskorištavanja nalazišta. Koeficijent se odstupanja određuje pomoću jednadžbe stanja, pa je

$$z_i = \frac{p_i V_i}{R T_i}, \quad (3)$$

gdje je V_i specifični volumen, a R plinska konstanta plina u

ležištu. Ako su u plinu veći udjeli ugljik-dioksida (>5%), dušika (>10%) i sumporovodika (>5%), koeficijent se odstupanja određuje prema izrazu

$$z = z_g y_g + z_{CO_2} y_{CO_2} + z_{N_2} y_{N_2} + z_{H_2S} y_{H_2S}, \quad (4)$$

gdje su z koeficijenti odstupanja, a y udjeli u smjesi prirodnog plina (indeks g) i spomenutih plinova.

U uvjetima koji vladaju u ležištu u njemu se osim slojne vode, označene sa S_{wi} u izrazu (1), nalazi i vodena para koja je u faznoj ravnoteži s plinom. Podatak je o količini vodene pare važan zbog zaliha plina i praćenja pridobivanja vode iz nalazišta. Masena koncentracija vodene pare u plinu (g/m^3) određuje se pomoću udjela parcijalnog tlaka vodene pare (p_{vw}) u ukupnom tlaku prema jednadžbi

$$W_{hc} = \frac{p_{vw}}{(p - p_{vw}) GE_w} \cdot 10^6, \quad (5)$$

gdje je GE_w ekvivalent vodene pare iz pridobivene vode koji je određen izrazom

$$GE_w = 23,6445 \frac{\varrho_w}{M_w}, \quad (6)$$

u kojem je ϱ_w gustoća vode, a M_w molarna masa vode.

Postupak proračuna zaliha plina prema jednadžbi (1) vrijedi samo za ležišta prirodnog plina. Ako se radi o plinsko-kondenzatnim ležištima, udio se plina u ugljikovodicima u ležištu određuje pomoću jednadžbe

$$f_g = \frac{1}{1 + (LGR_i) GE_1}, \quad (7)$$

gdje je $(LGR)_i$ početni omjer kondenzata i plina uz standardne uvjete, a GE_1 ekvivalent plina iz pridobivenog kondenzata što se određuje prema izrazu (6) u koji se uvrštava gustoća i molarna masa kondenzata kod standardnih uvjeta.

Volumetrijski režim iskorištavanja plinskih ležišta prisutan je kad ispod akumulacije plina nije u ležištu akumulirana voda. Ležište se tada crpi jedino energijom stlačenog plina i stijene. Ta se energija smanjuje s odvođenjem plina iz ležišta. Takvim režimom iskorištavanja ležišta postiže se vrlo visok iscrpk, 70...90% od otkrivenih geoloških rezervi.

Osnovni je pokazatelj, o kojem ovisi iscrpk ležišta s volumetrijskim režimom iskorištavanja, tlak koji će vladati u ležištu u trenutku prestanka iskorištavanja nalazišta. Tempo je crpljenja, izražen proizvodnim količinama plina, definiran dozvoljenim radnim depresijama na dnu bušotine i brojem bušotina, što ovisi o čvrstoći ležišne stijene (iznošenje pjeska na površinu i abrazija uredaja za dovodenje plina na površinu) i tehnoekonomskim kriterijima iskorištenja ležišta (trajanje iskorištavanja ležišta, troškovi izrade i opremanja bušotine).

Volumetrijsko ponašanje plinskog ležišta u toku iskorištavanja može se opisati jednadžbom

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \frac{p/z}{(p/z)_i}, \quad (8)$$

gdje je G_p proizvedena količina plina, G geološka zaliha, a p srednji tlak ležišta nakon što je proizvedena količina plina G_p . Budući da postoji linearna ovisnost omjera p/z o G_p , što slijedi iz izraza (8), proizlazi već spomenuti zaključak da iscrpk plina iz plinskih ležišta s volumetrijskim režimom iskorištavanja ovisi jedino o tlaku u trenutku napuštanja ležišta. Taj tlak iznosi

$$p_a = p_{min} + \Delta p_{vert} + (p_s - p_d), \quad (9)$$

gdje je p_{min} minimalni tlak na ušcu bušotine koji je dovoljan za ulazak plina u transportni sustav, Δp_{vert} gubitak tlaka u koloni uzlaznih cijevi od dna do vrha bušotine, koji ovisi o promjeru cijevi i minimalnoj količini plina koja omogućuje sigurno iznošenje kapljivine s dna brzinom pri dnu bušotine većom od 1,5 m/s, dok je $p_s - p_d$ pad tlaka kroz poroznu sredinu ležišta do dna bušotine.

Postoje i drugi kriteriji za određivanje tlaka napuštanja ležišta. Tako npr. u SAD vrijedi pravilo da se ležište napušta kad tlak iznosi 2,33 kPa po metru dubine ležišta.

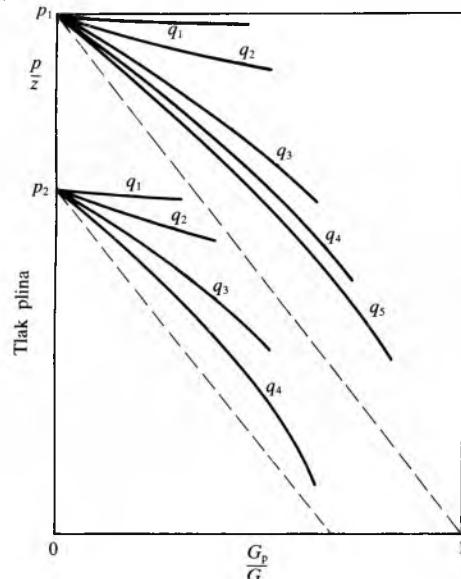
Vodonaporni režim iskoriščavanja plinskih ležišta prisutan je kad su plinska ili plinsko-kondenzatna ležišta okružena većim ili manjim vodenim bazenom (*akvifrom*). S proizvodnjom ugljikovodika taj se bazen aktivira jer je voda tada pod višim tlakom i počinje prodirati u plinsko ležište. Intenzivnost prodiranja vode ovisi o tempu crpljenja ugljikovodika i veličini vodenog bazena te propusnim sposobnostima ležišne stijene na kontaktu plina s vodom. Tako se energija u plinskom ležištu stalno nadoknade, tj. tlak plina, s obzirom na volumetrijski režim, opada sporije. Međutim, iscrpk plina se zbog toga smanjuje, jer voda u svom nadiranju djelomično plin potiskuje, a djelomično ga zarobljava pod visokim tlakom. S obzirom na intenzitet nadiranja vode u ležište, iscrpk plina u vodonapornim ležištima može biti i manji od 50% od početnih zaliha.

Ponašanje i iscrpk plina može se izračunati iz izraza

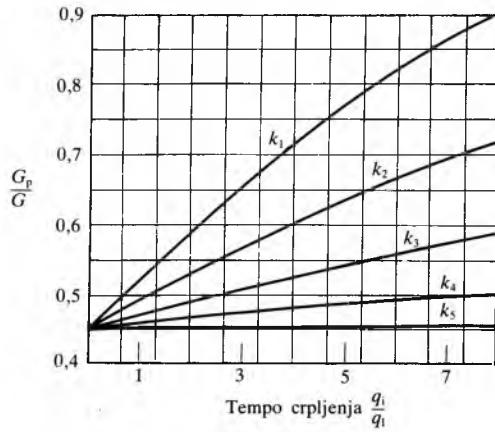
$$\frac{G_p}{G} = 1 - \frac{p/z}{(p/z)_i} \left(\frac{V_i - \Delta V}{V_i} \right), \quad (10)$$

gdje je V_i početni volumen plina u ležišnim uvjetima, a ΔV volumen uniše vode.

Utjecaj početnog tlaka i tempa crpljenja na iscrpk plinskog ležišta s vodonapornim režimom iskoriščavanja vidi se na sl. 3, a utjecaj propusnosti akvifera i tempa crpljenja na sl. 4.



Sl. 3. Ovisnost crpljenja plina (G_p/G) o početnom tlaku (p) i tempu crpljenja ležišta (q). $q_2 = 10q_1$, $q_3 = 30q_1$, $q_4 = 50q_1$, $q_5 = 70q_1$

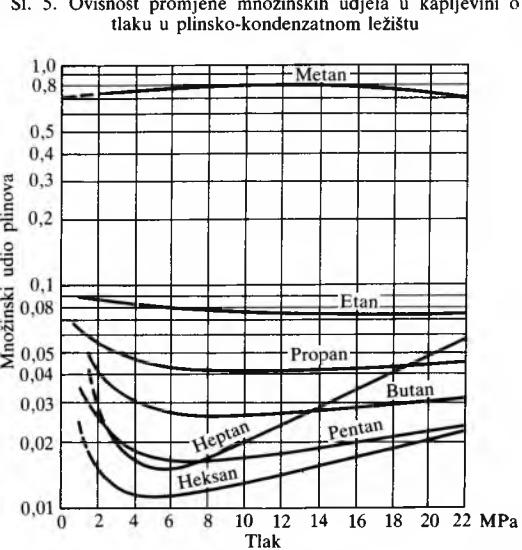
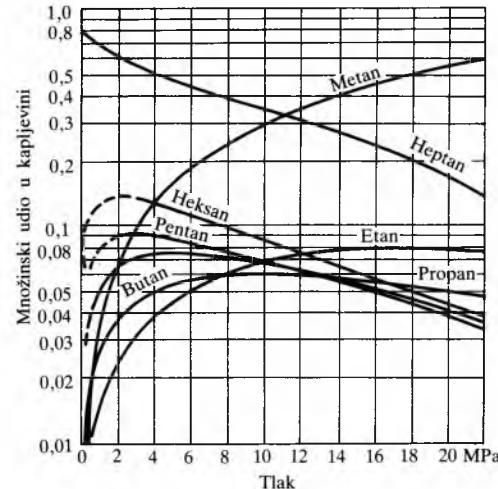


Plinsko-kondenzatna ležišta. Plinsko-kondenzatna ležišta iscrpljuju se također volumetrijskim ili vodonapornim reži-

mom. Gubitak dijela ugljikovodika u toku iskoriščavanja ležišta i manji iscrpk bitna je karakteristika plinsko-kondenzatnih ležišta u usporedbi s plinskim. Nakon što se tlak u ležištu spusti na tlak rosišta, uvjeti iskoriščavanja ležišta prelaze u tzv. dvo fazno područje, jer se dio plinovitih ugljikovodika kondenzira. Kapljevina se veže uz stijenke pora i ostaje nepokretna, pa taj dio ugljikovodika ostaje neiskorišten. Takav se gubitak može eliminirati održavanjem ležišnog tlaka iznad tlaka rosišta. Da bi se to postiglo, utiskuje se voda u ležište. Takav proces nadomeštava prirodni vodonaporni režim. Druga je mogućnost za povećanje iscrpka utiskivanje suhog plina u ležište i njegovo miješanje s kondenzatom. Tada se mogu izvući lakše komponente kondenzata. Uspjeh je takva zahvata nesiguran zbog mnogih negativnih činitelja.

Iscrpk ugljikovodika iz plinsko-kondenzatnih ležišta računa se za obje faze, plin i kondenzat, i to posebno od početnog tlaka do tlaka rosišta i posebno od tlaka rosišta do tlaka napuštanja ležišta.

U toku razradbe plinsko-kondenzatnih ležišta treba se posebno brinuti o depresijama na dnu bušotine kako se u fazi proizvodnje ne bi pojavile akumulacije kapljevine u području depresije. Zbog toga se smanjuje proizvodnja bušotine, pogotovo proizvodnja plina. Tu je pojavu nemoguće izbjegći u kasnijoj fazi iskoriščavanja ležišta kad je ležište duboko u dvo faznom području. Ta se pojava često manifestira kao lažno oštećenje pribušotinske zone.



U toku iskoriščavanja plinsko-kondenzatnih ležišta mijenja se sastav i gustoća plinske i kapljevite faze zbog prisutnosti viših ugljikovodika i promjene faznih odnosa. Sa sniženjem

tlaka ležišta udio se metana i etana u kapljevini smanjuje uz povećanje udjela viših ugljikovodika (sl. 5). U plinskoj fazi, međutim, udio se metana i etana održava skoro konstantnim, dok se sa sniženjem tlaka udio viših ugljikovodika najprije smanjuje, da bi se s daljim sniženjem tlaka počeo povećavati (sl. 6).

Broj i raspored bušotina važan je faktor u iskorištavanju plinskih i plinsko-kondenzatnih ležišta. Bušotine se općenito izrađuju na najdebljem dijelu ležišta. Za masivna ležišta, u kojima postoji podinski kontakt plina i vode, bušotine se napucavaju pri vrhu ležišta, a raspored je bušotina trokutast bez obzira na režim ležišta. U slojevitim ležištima bušotine se buše što dalje od rubnog vodenog kontakta.

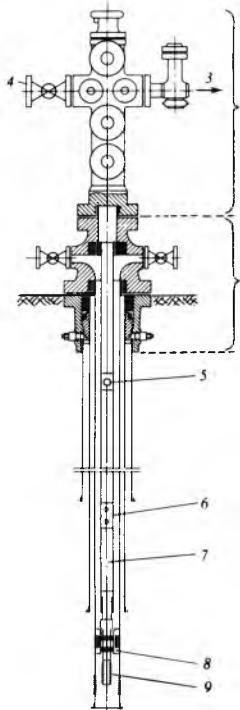
U volumetrijskom tipu ležišta postavlja se trokutasta mreža bušotine, a u vodonapornom tipu ležišta bušotine se izrađuju u redovima (slojevita ležišta) i postavljaju se što dalje od vodenog kontakta. Razmaci među bušotinama veći su u plinskim (500…1500 m) nego u naftnim ležištima zbog znatno veće provodljivosti plina u ležištu (omjer propusnosti ležišta za plin i viskoznost plina).

J. Sečen A. Bauk

BUŠOTINA ZA PROIZVODNju PRIRODNOG PLINA

Bušotina za proizvodnju plina i plinskog kondenzata rudarski je objekt i u principu se ne razlikuje mnogo od bušotine za naftu. Izrada bušotine, postrojenje za bušenje, metode i tehnološki procesi bušenja, razrušavanje stijena, učvršćivanje kanala bušotine, njeno cementiranje, osvajanje i napucavanje detaljno su opisani u članku *Bušenje na veliku dubinu*, TE 2, str. 552, a novije metode usmjerenog bušenja, bušenje pri složenim uvjetima zaliheganja stijena te iznenadne pojave i štetne posljedice prilikom bušenja navedene su u članku *Nafta*, TE 9, str. 199.

U izgrađenoj bušotini spremnoj za iskorištavanje (proizvodna bušotina, sl. 7) nalazi se više koncentričnih kolona čeličnih cijevi koje služe da kanal bušotine učvrste i osiguraju od urušavanja (v. *Bušenje na veliku dubinu*, TE 2, str. 558). Prostor između kanala bušotine i ugradenih kolona zaštitnih cijevi ispunjava se cementom.



Sl. 7. Bušotina za proizvodnju prirodnog plina. 1 erupcijski uredaj, 2 bušotinska glava, 3 izlaz fluida, 4 priključak voda za ugušenje bušotine, 5 sigurnosni ventil, 6 klizna vrata, 7 tubing, 8 paker, 9 spojnica za odlaganje instrumenata

Središnja, proizvodna kolona naziva se niz izlaznih cijevi ili (prema engleskom) *tubing* i kroz nju protječe plin, plinski kondenzat i voda iz ležišta na površinu. Tubing se sastoji od niza cijevi duljine 9…12 m i promjera 25…175 mm. Cijevi se međusobno spajaju navojnim spojima, i to izravno ili pomoću

spojnica, a za teže uvjete proizvodnje (kisi plinovi, visoka temperatura i tlak) primjenjuju se plinotjesni spojevi. Plinotjesnost se postiže umetanjem brtvenog prstena u otvor navojnog spoja ili brtvljenjem metala na metal na dosjednom ramenu.

Tubing nije trajno učvršćen u bušotini, već se prema potrebi može izvući i djelomično ili potpuno zamijeniti nizom cijevi većeg ili manjeg promjera. Sve su kolone na površini međusobno plinotjesno povezane sustavom zabrtvlijenih kućišta s otvorima za komunikaciju i zapornim organom (zasnom) na svakom otvoru.

Osim koncentričnih kolona s čeličnim cijevima, u bušotini se nalazi i različita dubinska oprema za kontrolu, mjerenje, nadziranje i upravljanje protokom fluida (sl. 7). Tako, npr., dubinski sigurnosni ventil služi za zatvaranje tubinga i prekidanje protoka, a može biti hidraulički ili pneumatski upravljan s površine ili podešen za automatsko zatvaranje pri brzinama strujanja ili tlakovima većim od dopuštenih. Klizna vrata služe da po potrebi omoguće protjecanje fluida između prstenastih prostora odvojenih koncentričnim kolonama. Spojnica za odlaganje instrumenata cijevni je element u koji se ugrađuju dubinski mjerni instrumenti, npr. za registraciju tlaka i temperature, a paker je brtva koja zatvara prostor između uzlaznih cijevi i tehničke kolone.

Podizanje kapljevite faze. Prvo u ekonomski najpovoljnije razdoblje rada plinskog ili plinsko-kondenzatnog polja jest erupcijska proizvodnja, kada je izdašnost bušotine dobra, a tlak u ležištu još dovoljan da fluid kontinuirano izlazi na površinu.

Pri proizvodnji prirodnog plina kapljevita je faza (plinski kondenzat) neizbjegljiva jer je sastavni dio smjese ugljikovodika nastalih u istim uvjetima i u isto vrijeme (v. *Nafta*, TE 9, str. 192). Kapljevita faza protjeće zajedno s plinom kroz okomite cijevi (tubing) i vodoravne cijevi (priključni cjevovodi od bušotine do plinske stanice), ali je zbog veće gustoće i trenja njen protjecanje sporije. Ako je dotok plinskog kondenzata u bušotinu velik ili ako dotječe mnogo slojne vode ili vode kondenzirane iz plina zbog promjene temperature i tlaka, kapljevita se faza počinje nakupljati na dnu bušotine ili u donjem dijelu tubinga. Tako se stvara čep kroz koji plin sve teže prolazi, što može prouzročiti zastoj u protoku, a konačno i prestanak rada i ugušenje bušotine.

Nakon što se proizvodnjom fluida snizi tlak ležišta i promijene uvjeti protoka fluida od ležišta do površinskih instalacija, potrebno je dodatnom regulacijom uvjete protoka poboljšati. Protok u ležištu može se poboljšati kemijskim i hidrauličkim zahvatima, u tubingu regulacijom hidrauličkih uvjeta protoka ili dovođenjem dodatne energije iz vanjskih izvora, u površinskim instalacijama sniženjem izlaznog tlaka iz plinske stanice ili uvođenjem kompresorske proizvodnje.

Da bi se poboljšalo podizanje kapljevite faze u tubingu, primjenjuje se nekoliko tehničkih rješenja. Najjednostavnije je zamijeniti niz uzlaznih cijevi cijevima manjeg promjera ili ugraditi dodatni koncentrični niz cijevi tako da se poveća brzina protoka smjese fluida. Proizvodnja se tada može odvijati ili naizmjenično ili kroz oba prstenasta prostora istodobno.

Složenija rješenja za podizanje kapljevite faze jesu pomoću gaslifta i dubinske sisaljke (v. *Nafta*, TE 9, str. 216), zatim pomoću injektora, pjene itd.

Injektor se uspješno primjenjuje kada plinska bušotina proizvodi do $20 \text{ m}^3/\text{dan}$ kapljevite faze s dubine do 3000 m. Uredaj se sastoji od sapnice i difuzora ugrađenih na tubingu manjeg promjera. Pumpa na površini utiskuje radni fluid kroz prstenasti prostor između dva niza tubinga do mesta gdje je ugrađena sapnica s difuzorom. Oni djeluju kao Venturijeva cijev, tj. na suženom se mjestu povećava brzina strujanja radnog fluida, a smanjuje tlak. Zbog smanjenog tlaka razina se bušotinskog fluida u cijevi podiže, on se miješa s radnim fluidom i izlazi na površinu. Kao radni fluid služi voda iz bušotine, koja se na površini separirala od plina.

Pjena nastaje strujanjem bušotinskog fluida kroz tubing. Gustoća je fluida time vrlo smanjena, pa se tako kapljevina

pomoću plina lakše podiže na površinu. Da bi se pospješilo stvaranje mjeđuhrića, u bušotinu se kontinuirano ili povremeno uvode tvari koje smanjuju površinsku napetost vode kao sastojka bušotinskog fluida.

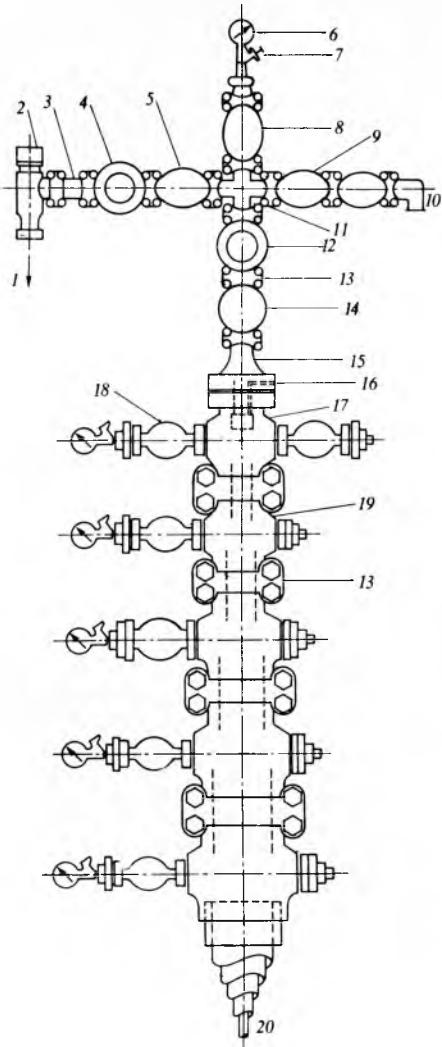
Samostalni radni vijek bušotine plinskog polja završava njenim priključenjem na kompresorsku stanicu. Naime, kada tlak u ležištu toliko opadne da sam ili uz pomoć opisanih tehničkih rješenja nije dovoljan da svedla sve hidrauličke otpore u bušotini i postigne radni tlak sustava za sabiranje plinske i kapljevite faze, bušotina se priključuje na ulaz kompresorske stanice. Tlak plina tada obično iznosi 5...50 bar, a kompresorom se podiže na radni tlak plinske mreže (50...70 bar). Kapljevita se faza nakon separacije od plina utovara u cisterne ili pumpama tlači u cjevovode prema preradivačkim postrojenjima. Tako se plinsko ležište potpuno iscrpi. Kada slojni tlak padne na 5...10 bar, dalja se proizvodnja obično ne isplati i polje se zatvara.

Nadzemni dijelovi bušotine. Bušotinska glava i erupcijski uredaj nadzemni su dijelovi bušotine (sl. 8). *Bušotinska glava* plinotjesno povezuje završetke svih ugrađenih kolona, a sastoji se od niza čeličnih kućišta u kojima su kolone ovješene i zabrtvljene. Kolone mogu biti ovješene pomoću klinova, a brtvljenje izvedeno gumenim ili elastomernim brtvama (sl. 9). To vrijedi za bušotine sa standardnim uvjetima proizvodnje,

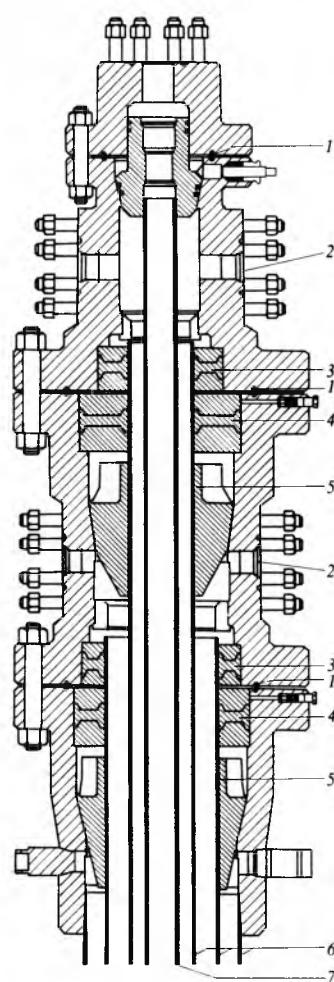
što znači da temperatura proizvedenog fluida ne prelazi 100 °C u visini bušotinske glave, da u smjesi fluida koncentracija kiselih plinova nije tolika da bi uzrokovala koroziju, te da kolonu ne treba cementirati do samog ušća bušotine (mjesto izlaska kolona iz zemlje). U protivnom, primjenjuje se ovjes kolone pomoću tzv. vješalice, a brtvi se izravnim kontaktom metala na dosjednim površinama (sl. 10). Bušotinska glava završava tubing-glavom u kojoj se pomoću vješalice ovješuje tubing.

Erupcijski uredaj nastavlja se neposredno na tubing-glavu, a sastoji se od niza zapornih organa pomoću kojih se otvara i zatvara protok fluida. Pojedini segmenti bušotinske glave i erupcijskog uredaja povezuju se prirubničkim ili obujmičkim spojem, a brtvi se izravnim kontaktom metalnog prstena i dosjedne površine prirubnice ili dosjedne glave. Zaporni organ je zasun, a omogućuje prolaz radnom alatu i instrumentima. Njime se rukuje ručno ili daljinski pomoću automatskog blokadnog uredaja s pripadnim razvodom hidrauličkih ili pneumatskih linija.

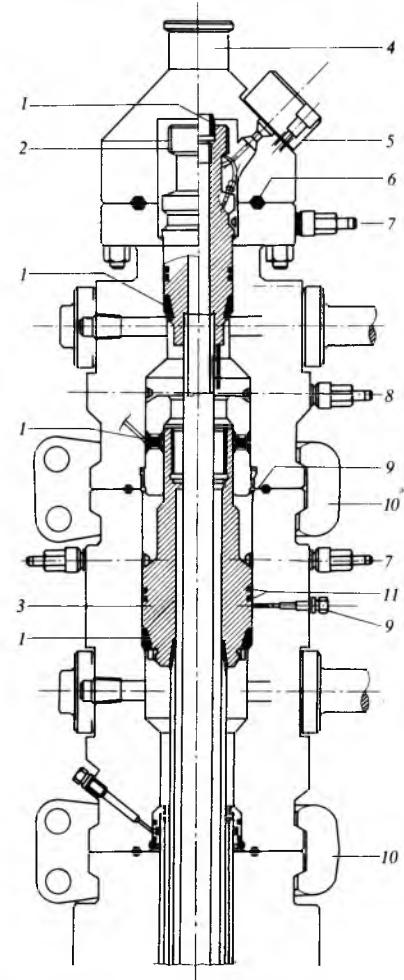
Oprema je bušotine standardizirana za radni tlak plina 140...1380 bar i za temperaturu -30...150 °C (u polarnim uvjetima za temperaturu do -60 °C). Radi ujednačivanja s energetskom razinom (radnim tlakom) sabirnog sustava, tlak i temperatura fluida iz bušotine snizuju se regulacijskim ventilima (jednim ili s više njih u seriji). To je sniženje



Sl. 8. Erupcijski uredaj i bušotinska glava. 1 izlaz fluida u priključni plinovod, 2 podešiva sapnica, 3 nastavak za priključak instrumenata, 4 zasun radne grane, 5 zasun proizvodne grane, 6 manometar, 7 igličasti ventil, 8 vršni zasun, 9 zasun pomoćne grane, 10 priključak voda za ugušenje bušotine, 11 križ, 12 radni zasun (hidraulički), 13 obujmički spoj, 14 glavni zasun, 15 pokrovna prirubnica tubing-glave, 16 hidraulički vod za sigurnosni ventil, 17 tubing-glava, 18 zasun, 19 kućište za dosjedanje i brtvljenje zaštitne kolone, 20 tubing



Sl. 9. Bušotinska glava sa standardnim brtvljenjem gumom. 1 metalni brtveni prsten, 2 otvor za komunikaciju s prstenastim prostorom, 3 sekundarna gumena brtva, 4 primašna gumena brtva, 5 čelični klin, 6 kolone zaštitnih cijevi, 7 tubing



Sl. 10. Bušotinska glava s brtvljenjem metala na metal. 1 metalna brtva, 2 vješalica tubinga, 3 vješalica zaštitnih cijevi, 4 pokrovna prirubnica tubing-glave, 5 prirubnički spoj za hidraulički vod za sigurnosni ventil, 6 metalni brtveni prsten, 7 sigurnosni vijak, 8 vijak za pritezanje metalne brtve, 9 otvor za kontrolu hermetičnosti metalnih brtava, 10 obujmica, 11 pomoćne gumene brtve za test hermetičnosti

postupno, pa na ulazu u plinsku stanicu tlak iznosi uobičajeno 5–60 bar, a temperatura 20–40 °C.

Proračun kolone uzlaznih cijevi. Proračun se izrađuje prema osnovnim podacima o sastavu fluida i količini koju dnevno treba proizvesti, zatim o dubini, temperaturi i tlaku ležišta te o tlaku površinskog sustava za sabiranje i transport fluida. Osim toga, pri izradbi proračuna treba odabrati tubing prikladnih mehaničkih svojstava i uzeti u obzir djelovanje korozije.

Proračun optimalne količine plina koja će protjecati kroz buštinu polazi od razmatranja gubitka tlaka kao gubitka dijela energije akumulirane u sloju. Ako se radi o protjecanju plina s malom količinom kapljivite faze (do 0,75 m³/1000 m³ plina), cjelokupni se gubitak energije svodi na svladavanje trenja na stijenkama tubinga, a očituje se u padu tlaka i izražava kao gradijent dinamičkog tlaka pri protjecanju plina. Osnovicu za analitički pristup čine izrazi o kontinuitetu masa i održanju energije.

Maseni protok fluida (kg/s) može se izračunati iz izraza

$$Q_m = A v \rho, \quad (11)$$

gdje je A površina poprečnog presjeka cijevi (m²), v brzina strujanja (m/s), a ρ gustoća fluida (kg/m³).

Izraz za izračunavanje gradijenta dinamičkog tlaka (Pa/m) glasi

$$\frac{dp}{dh} = \rho g + \frac{\rho v^2}{2dh} + f \frac{\rho v^2}{2D}, \quad (12)$$

gdje je g ubrzanje Zemljine teže, h visina podizanja (m), f koeficijent trenja, a D unutrašnji promjer cijevi (m).

Gradijent dinamičkog tlaka definiran je općenito kao tlak stupca plina (ili smjesa plina i kapljivine) po jedinicama duljine cijevi pri dinamičkim uvjetima. Izračunavanje gradijenta tlaka u praksi je veoma važno za određivanje vrijednosti tlaka na dnu bušotine za vrijeme proizvodnje pri različitim uvjetima i količinama proizvoda.

Volumni protok plina pri standardnim uvjetima (m³/s) u tubingu izračunava se iz izraza

$$Q_v = 3315 \left[\frac{(p_1^2 - p_2^2 e^s) D^2 s}{fd \bar{T} z L (e^s - 1)} \right]^{0.5}, \quad (13)$$

gdje je p_1 , p_2 tlak na dnu, odnosno na ušću bušotine (bar), d relativna gustoća plina (zrak = 1,0), \bar{T} srednja temperatura plina u bušotini (K), z koeficijent odstupanja plina (15 °C, 1 bar), L duljina tubinga (m), a s iznosi:

$$s = 0,06836 \frac{dL}{Tz}, \quad (14)$$

gdje je \bar{z} srednji koeficijent odstupanja plina od idealnosti kao funkcija srednjeg tlaka i srednje temperature.

Kako je već spomenuto, skupljanje kapljivine na dnu bušotine može se spriječiti tako da se smanjenjem promjera tubinga osigura dovoljna brzina protoka plina pri kojoj bi se kapljice i sloj kapljivine (voda i kondenzat) podizali uz stijenkama tubinga. Za izračunavanje minimalne brzine strujanja plina (m/s) potrebne za iznošenje kapljivite faze iz bušotine služi relacija

$$v_{\min} = \frac{k[(\rho/16) - 0,0405p]^{0.25}}{(0,0405p)^{0.5}}, \quad (15)$$

gdje je p tlak na ušću bušotine (bar). Budući da su voda i kondenzat različitih gustoća, v_{\min} izračunava se za svaku od tih kapljivina posebno (uz uvrštenje pripadne vrijednosti za gustoću ρ (kg/m³) i uz $k = 1,62$ za vodu, odnosno $k = 1,23$ za kondenzat).

Konačno, minimalni volumni protok plina u tubingu (m³/d), pri kojemu će se osigurati iznošenje kapljica vode ili kondenzata, određen je izrazom

$$Q_{V \min} = 24,64 \cdot 10^6 \frac{v_{\min} A p}{Tz}, \quad (16)$$

gdje je v_{\min} minimalna brzina strujanja plina pri kojoj se

iznose kapljice vode (m/s), A površina poprečnog presjeka cijevi (m²), p dinamički tlak na ušću bušotine (bar), T temperatura plina (K), a z koeficijent odstupanja za plin pri p i T .

Za kondenzatna ležišta u kojima je udio kapljivite faze u smjesi mnogo veći (>0,74 m³/1000 m³ plina) razrađene su druge, složenije iskustvene formule. Složenost proračuna i različiti rezultati pojedinih metoda nastaju zbog različitog sastava smjese i fizikalnih uvjeta protoka. Gradjeni su dinamičkih tlaka u tubingu pri dvofaznom protjecanju na različitim dubinama različiti. Najveća im je vrijednost na dnu bušotine, a s približavanjem smjese kapljivine i plina ušću ta se vrijednost postupno smanjuje, jer se smanjuje gustoća smjese.

Izbor prikladnog tubinga također je važan korak pri projektiranju bušotine. Naime, promjene stanja bušotine, koje nastaju zbog različitih radnih uvjeta u bušotini, s početkom ili prestankom rada te utiskivanjem drugih fluida, uzrokuju promjene temperature i tlaka u tubingu. Kao posljedica tih promjena može se pojavitи vlačna ili tlačna sila, promijeniti duljina tubinga, a može i popustiti brtvljenje. Zbog toga treba odabrati tubing takvih mehaničkih svojstava da može izdržati naprezanja koja nastaju zbog promjene tlaka, temperature i vlastite težine. Pri tom je važno da li je tubing, koji je slobodno ovješen u bušotini, nezabrtvlen ili je zabrtvlen pakerom (brtva u prostoru između tubinga i veće koncentrične cijevi u kojoj se tubing nalazi). Osim toga, bušotina je za vrijeme proizvodnje i remontnih radova ispunjena fluidom, pa treba uzeti u obzir i uzgon.

Korozija je slijedeći bitan činilac koji se mora uzeti u razmatranje pri projektiranju i izradi bušotine za proizvodnju prirodnog plina. U smjesi ugljikovodika iz sloja izlaze i različite primjese: voda, dušik, ugljik-dioksid, sumpor (elementarni i vezan u spojevima), kloridi, organske kiseline, živa itd. Sloj se ujedno i onečišćuje unošenjem i odlaganjem različitih soli, kiselina i bakterija, i to prilikom bušenja i remontnih radova, zatim injektiranjem vode za podržavanje slojnog tlaka te primjenom intenzivnih metoda pridobivanja injektiranjem vodene pare i otopina kemikalija.

Izrazito su korozivni ugljik-dioksid i sumporovodik, a opasno je i stvaranje rde uzrokovano djelovanjem kisika i vode. Poznato je da ugljik-dioksid u vlažnoj sredini svojim kiselinskim djelovanjem uzrokuje jaku koroziju, koja je u vodovima za prirodnji plin još pojačana zbog velikog tlaka. Posebno je korozivan sumporovodik, jer u prisutnosti vode stvara atomini vodik, koji je u stanju difundirati u unutrašnjost čelika i u mikropukotinama se rekombinirati u molekulni vodik uz stvaranje vrlo velikog unutrašnjeg tlaka i razaranje okolne strukture.

Metalni dijelovi bušotinske opreme zaštićuju se od korozije izborom prikladnog materijala otpornog prema koroziji ili dodavanjem inhibitora korozije. Danas se u tu svrhu primjenjuju čelici male tvrdoće, zatim specijalni legirani čelici i neke neželjene legure. Osim toga, brzina strujanja u tubingu ograničena je s namjerom da se sačuva zaštitni film stvoren reakcijom korozivnih komponenata s pojedinim elementima u čeliku. Taj je film dobra zaštita, a velika bi brzina strujanja djelovala erozivno i odnosila taj zaštitni film, tj. tanke produkte primarne korozije.

Korozija u vodovima za prirodnji plin sprečava se i povremenim ili stalnim dodavanjem inhibitora korozije. Za najteže korozivne uvjete kao inhibitori se upotrebljavaju spojevi na bazi amina, otopljeni u plinskom ulju ili raspršeni u vodi. Inhibitor se utiskuje izravno kroz tubing do sloja ili u sloj, tako da ga struja plina kontinuirano iznosi i zaštićuje stijenu tubinga stvarajući zaštitni sloj.

V. Milivojević

SABIRANJE I PRIPREMA PRIRODNOG PLINA ZA TRANSPORT

Pod sustavom za sabiranje i pripremu prirodnog plina za transport razumijevaju se sve tehnološke nadzemne instalaci-

je, objekti i uređaji, od ušća plinskih bušotina do magistralnih plinovoda. Uz te osnovne tehnološke instalacije i objekte postoji niz objekata infrastrukture kao što su objekti elektroopskrbe (transformatorske stanice, kabelni ili zračni razvod), upravljački uređaji i sustavi, komunikacijski i signalizacijski sustavi, pogonske zgrade, ceste i sl.

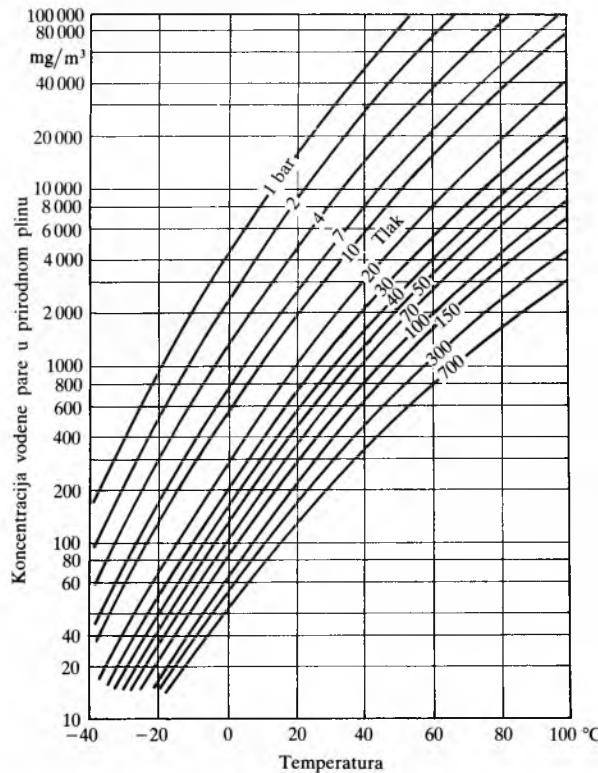
Osnovna je namjena sustava za sabiranje i pripremu plina za transport da se fluid sabere sa svih proizvodnih bušotina u *plinskoj stanicu* i da se zatim očisti od komponenata koje bi svojom kondenzacijom mogle smetati pri daljem transportu plina. To obično uključuje uklanjanje kapljivite faze (vode i plinskog kondenzata te grubo uklanjanje viših ugljikovodika) i sušenje plina. Tako pripremljen plin može služiti za izravnu potrošnju (kao gorivo), pa tada iz plinske stanice ulazi u plinovod i šalje se do potrošača, a izdvojeni viši ugljikovodici šalju se kondenzatovodom do posebnih postrojenja (npr. degazolinaža) za dalju preradbu.

Međutim, ako prirodni plin služi prvenstveno kao petrohemidska sirovina, npr. za izdvajanje etana (i proizvodnju etilena), propana i butana, tada se plin pročišćen u plinskoj stanici također šalje u spomenuta posebna postrojenja (degazolinaža, etansko postrojenje), gdje se preraduje frakcioniranjem. Nakon preradbe i izdvajanja pojedinih vrijednih komponenata, plin se plinovodom šalje potrošačima.

Samo izuzetno, kada prirodni plin sadrži veće količine ugljik-dioksida ili sumporovodika (kiseli plin), te se komponente moraju također ukloniti u plinskoj stanici posebnim postupcima. To vrijedi i za uklanjanje drugih eventualno prisutnih štetnih primjesa, npr. žive.

Sustav za sabiranje i pripremu prirodnog plina za transport može imati i tzv. *kompresorsku proizvodnju plina*, tj. postrojenje za komprimiranje plina, što je potrebno kad je dinamički tlak na ušću bušotine niži od tlaka sabirno-transportnog sustava. To je ona faza eksploatacije plinskog polja u kojoj je dinamički tlak plina na ušću jedne ili više bušotine niži od tlaka transportnog sustava (u Jugoslaviji je to 50 bar), pa tlak fluida iz tih bušotina treba povećavati kompresorima.

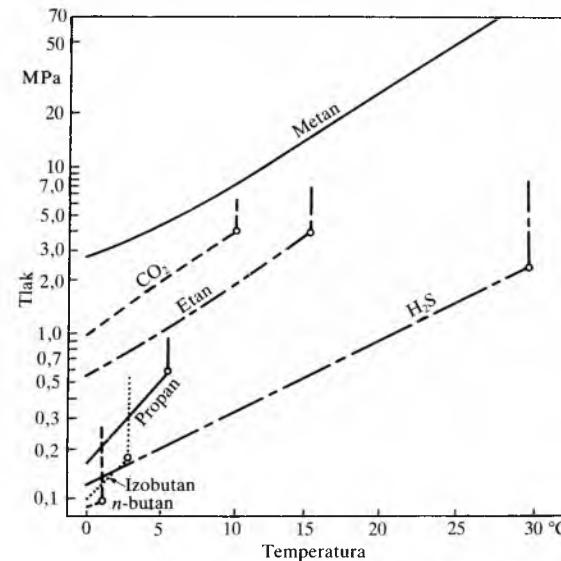
Sabiranje prirodnog plina. Osnovni način sabiranja fluida iz pojedinih plinskih bušotina ovisi o količini vode koja će se uz plin i eventualni kondenzat naći u cjevovodu. Prema mogućoj količini vode razlikuju se bušotine s plinskih ležišta



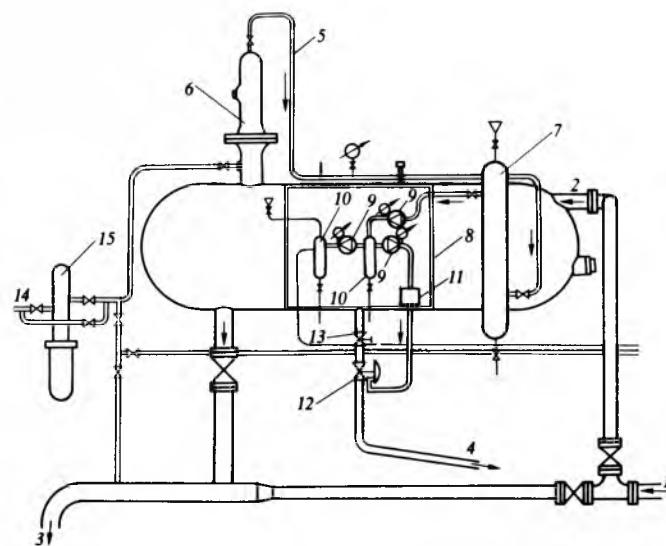
Sl. 11. Krivulje rosišta prirodnog plina

s *volumetrijskim* energetskim režimom (ispod akumulacije plina nije u ležištu akumulirana voda) ili s *vodonapornim* režimom (ležišta plina okružena su vodenim bazenima).

S plinskih ležišta prvog tipa (volumetrijski režim) ukupan se fluid iz svake bušotine jednim cjevovodom transportira do plinske stanice. U cjevovodu će se tom prilikom nakupljati voda samo od kondenzacije vodene pare iz plina zbog promjene tlaka i temperature plina od ležišta do kraja sabirnog sustava (sl. 11). Međutim, plinoviti ugljikovodici, a također ugljik-dioksid i sumporovodik kao mogući pratioci prirodnog plina, stvaraju hidrate pri određenom tlaku i temperaturi. To su nestabilne kristalne tvorevine u kojima je uz molekulu ugljikovodika vezano više molekula vode (npr. $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$). Kako su to čvrste tvari, njihovo je nagomilavanje u cjevovodima nepoželjno i štetno. Ako su na kraju sabirnog sustava temperatura i tlak plina toliki da omogućuju stvaranje hidrata, u struju bušotinskog fluida injektiraju se inhibitori, tj. tvari koje sprečavaju nastajanje hidrata sniženjem temperature na kojoj su oni stabilni (sl. 12). Kao inhibitori najčešće se upotrebljavaju dietilen-glikol i metanol. Dietilen-glikol ima prednost prema metanolu jer se može regenerirati, ali su investicijska ulaganja u instalacije mnogo veća.



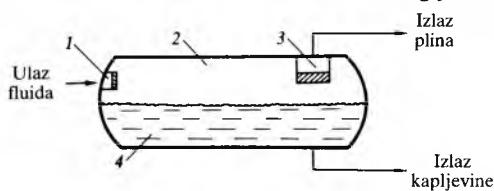
Sl. 12. Uvjeti za stvaranje hidrata pojedinih ugljikovodika i kiselih primjesa prirodnog plina (hidrati stabili u području ispod pripadne krivulje)



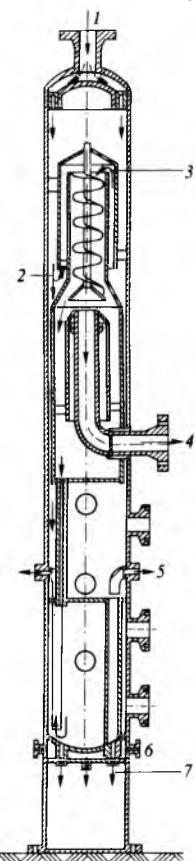
Sl. 13. Odvajač ležišne vode. 1 dovod plina, 2 ulaz plina u odvajač, 3 izlaz plina, 4 izlaz odvajane ležišne vode, 5 cijev za instrumentalni plin, 6 posuda sa sifikagelom, 7 posuda s metanolom, 8 kutija za smještaj regulatora tlaka, 9 regulatori tlaka, 10 posude za odvajanje kondenzata, 11 regulator razine vode, 12 pneumatski ventil za ispuštanje vode, 13 ručni ventil, 14 ulaz glikola, 15 filter

Prilikom sabiranja prirodnog plina iz plinskih ležišta s vodonapornim režimom očekuju se, međutim, znatne količine slobodne ležišne vode. Pri tim je uvjetima potrebno na svakoj bušotini postaviti odvajač (separatori) slobodne vode (sl. 13). Nakon njena odvajanja prirodni se plin i plinski kondenzat zaštićuju, ako je potrebno, inhibitorom stvaranja hidrata, i priključnim se cjevovodom sa svake bušotine transportiraju do plinske stanice, dok se odvojena ležišna voda kolektorski prikuplja sa svih bušotina i utiskuje se u proizvodna naftna ležišta za podržavanje ležišnog tlaka ili se deponira u tzv. negativne bušotine (istražne bušotine neprikladne za proizvodnju).

Separacija plina od kapljivine. Fluid s bušotinom prihvata se u plinskoj stanici, gdje plin treba prvo odvojiti od kapljivine. Kapljivina se sastoji od vode nastale kondenzacijom vodene pare i od ugljikovodika koji su pri tom tlaku i temperaturi kapljeviti, dakle od eventualnog plinskog kondenzata iz ležišta i od naknadno kondenziranih ugljikovodika.



Sl. 14. Gravitacijski separator. 1 obojnik za promjenu brzine i smjera ulaznog fluida, 2 prostor gravitacijskog odvajanja, 3 uredaj za stapanje preostalih kapljica (eliminator magličastog protoka), 4 kapljivina



Sl. 15. Ciklonski separator kapljivite faze prirodnog plina. 1 ulaz plina, 2 odvajanje dijela kapljivine zbog promjene smjera strujanja plina, 3 ulaz plina u spiralnu putanju, 4 izlaz plina, 5 ispust kapljivine, 6 priključak za zagrijavanje, 7 drenaža

Separacija se provodi u jednostavnim gravitacijskim (sl. 14) ili ciklonskim separatorima (sl. 15). Prije ulaska u separator plin se iz plinskog ležišta (suh plin) predgrijava tako da temperatura nakon hlađenja bude još uviјek viša od temperature stvaranja hidrata. Međutim, prilikom separacije fluida iz plinsko-kondenzatnog ležišta potrebno je postići što nižu temperaturu separacije radi povećanja iscrpka viših ugljikovodika, a istodobno treba spriječiti stvaranje hidrata. To se najčešće postiže injektiranjem glikola u struju fluida prije ulaska u separator.

Izdvojeni viši ugljikovodici otpremaju se cjevovodima ili cisternama na dalju preradbu u degazolinažu ili rafineriju.

Sušenje prirodnog plina. Odvajanje vodene pare (vlage) iz prirodnog plina potrebno je da bi se spriječilo njeno kondenziranje i akumuliranje u plinovodima zbog pada tlaka i temperature. Voda je u plinovodu nepoželjna jer smanjuje njegov kapacitet i povećava mogućnost korozije, a sa sniženjem temperature nastaje i mogućnost stvaranja i nakupljanja hidrata i prekida protoka plina. Zbog toga se prirodni plin u plinskoj stanici suši tako da mu rosište za naše klimatske uvjete ne bude više od -15°C . Za podneblja s oštijom klimom rosište mora biti i niže ($-20\cdots-25^{\circ}\text{C}$).

Vлага se iz prirodnog plina uklanja adsorpcijom ili adsorpcijom. Kao adsorpcijski medij upotrebljava se uglavnom samo trietilen-glikol. Adsorpcijsko postrojenje sastoji se od adsorpcijske kolone (kontaktora), u kojoj se vлага iz plina uklanja protustrujnom cirkulacijom koncentriranog trietilen-glikola, i od regeneratora glikola, u kojemu se glikol pri temperaturi višoj od 200°C oslobođa vode i vraća u kontaktor.

Adsorpcijsko je sušenje rijede (u Jugoslaviji se ne primjenjuje), ali može biti i djelotvornije od adsorpcijskog. Kao adsorbensi najčešće se upotrebljavaju aluminijski oksid i silikagel, kojima se postiže rosište vode do -40°C . Primjenom prikladnih molekulnih sita može se postići rosište i na -70°C , pa i niže. Postrojenje se sastoji od dviju kolona ispunjenih adsorbensom. Dok se u prvoj koloni prirodni plin suši, u drugoj se istodobno adsorbens regenerira protokom vrućeg plina, a nakon približno 8 sati taj se redoslijed obrne.

Adsorpcijsko sušenje prirodnog plina nije toliko ekonomično kao adsorpcijsko, pa se upotrebljava samo ako se traži ekstremno nisko rosište, ili ako se kombinira s uklanjanjem ugljik-dioksida ili sumporovodika.

Z. Zelenko

Čišćenje prirodnog plina od štetnih primjesa

Prirodni plin može u svom sastavu sadržavati više nepoželjnih komponenata, pa ih treba prije njegove dalje obrade ili upotrebe ukloniti. To su u prvom redu ugljik-dioksid (CO_2) i sumporovodik (H_2S), a zatim mogu biti još merkaptani, cijanovodik, živa, amonijak i neke druge komponente, ali u manjim količinama. Od tih su primjesa najčešće prisutni ugljik-dioksid i sumporovodik (kisele komponente), pa se pod čišćenjem prirodnog plina od štetnih primjesa uglavnom misli na uklanjanje tih dva spojeva.

O namjeni prirodnog plina ovise i njegove specifikacije, tj. maksimalne dopuštene količine pojedinih primjesa u očišćenom plinu (tabl. 2).

Tablica 2
MAKSIMALNE DOPUŠTENE KOLIČINE POJEDINIH PRIMJESA U OČIŠĆENOM PRIRODNOM PLINU

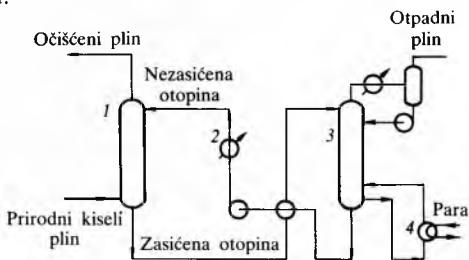
Primjesa	Namjena prirodnog plina	
	Široka potrošnja	Proizvodnja petrokemičkih
Ugljik-dioksid	1..3%	50..100 ppm ¹⁾
Sumporovodik	3 ppm	3 ppm
Živa	10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Rosište vode (44 bar)	$-5\cdots-15^{\circ}\text{C}$	-70°C
Rosište ugljikovodika (44 bar)	-2°C	-2°C

¹⁾ ppm = dijelovi na milijun dijelova

Tehnoloških procesa za uklanjanje ugljik-dioksida i sumporovodika ima mnogo, a mogu se svrstati u kemijske, fizikalne i fizikalno-kemijske procese, procese izravne pretvorbe i suhe procese.

Kemijski procesi. To su procesi adsorpcije kiselih komponenata prirodnog plina u otopini, a temelje se na otapanju uz reverzibilnu kemijsku reakciju ugljik-dioksida i sumporovodika s prikladnim otopljenim spojevima, najčešće s nekim aminom ili karbonatom (v. *Apsorpcija plinova*, TE 1, str. 324). Proses se odvija u adsorpcijskoj koloni, gdje se kisele komponente u protustruju apsorbiraju u otopini. Apsorbiране

se komponente zatim desorbiraju iz otopine u regeneratorskoj koloni smanjenjem tlaka ili zagrijavanjem (sl. 16). Regenerirana se otopina hlađi i враћa u apsorpcijsku kolonu, a kisele se komponente ispuštaju u atmosferu ili se vode na dalju obradbu.



Sl. 16. Kemijski proces čišćenja prirodnog plina. 1 apsorpcijska kolona, 2 hladnjak, 3 regenerator, 4 izmjenjivač topline

Primjena kemijskih procesa u plinskoj industriji započela je 1928. Do danas je razvijeno mnogo procesa, od kojih se ovdje opisuju samo poznatiji.

Proces MEA (prema otapalu monoetanolaminu) upotrebljava 15%-tnu vodenu otopinu tog spoja, tj. 2-aminoetanola, $H_2NCH_2CH_2OH$. To je najviše primjenjivani proces za apsorpciju ugljik-dioksida ako u plinu nema sumporovodika i merkaptana. Njegove su prednosti mali investicijski troškovi, jeftino otapalo, laka regeneracija i mali gubici ugljikovodika, a glavni su nedostaci razgradnja otapala u prisutnosti sumpornih spojeva i kisika te veliki utrošak energije za regeneraciju otapala.

Proces DEA (s 26%-tnom otopinom dietanolamina) najviše se primjenjuje ako plin sadrži merkaptane. Osnovna mu je prednost prema procesu MEA u tome što su razgradnja i gubici otapala isparivanjem manji, ali je zbog toga i slabija sposobnost vezanja kiselih komponenata, što rezultira većom cirkulacijom otopine, odnosno povećanjem investicijskih i operativnih troškova.

Proces Amine Guard upotrebljava 30%-tnu otopinu MEA ili 55%-tnu otopinu DEA s inhibitorom, pomoću koje se vrlo djelotvorno izdvaja ugljik-dioksid i sumporovodik. Osobitost je inhibitora da sprečava koroziju opreme, nastajanje taloga i razgradnju otapala, a primjena visokih koncentracija amina dopušta manju cirkulaciju, odnosno manje dimenzije uređaja.

Proces DIPA (otapalo diizopropanolamin) osobito je pogodan za selektivno izdvajanje CO_2 i H_2S u postrojenjima za proizvodnju sumpora.

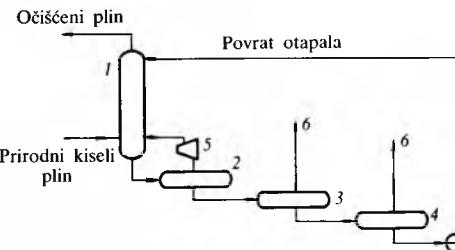
Proces MDEA upotrebljava 40...50% vodenu otopinu metildietanolamina za uklanjanje kiselih plinova iz prirodnog i sintetskog plina. Danas je sve više u upotrebi zbog niskih investicijskih i energetskih troškova te pouzdanosti u radu postrojenja.

Proces Benfield primjenjuje se vrlo često u naftnoj i petrokemijskoj industriji. Razlozi su za to relativno niska početna ulaganja i manji operativni troškovi, koji se očituju u smanjenju topline potrebne za regeneraciju otapala, u stabilnosti otapala uz nezнатне gubitke te u vrlo djelotvornom čišćenju plina. Proses se zasniva na reverzibilnoj kemijskoj reakciji između otopljenog kalij-karbonata (K_2CO_3) i kiselih plinova, uz dodatak katalizatora koji pospješuje apsorpciju, pa su potrebne manje apsorpcijske kolone.

Varijantu procesa Benfield, kojim se postiže velika čistoća prirodnog plina (udio $CO_2 < 0,002\%$, H_2S do $0,0001\%$), karakteriziraju dva odvojena protoka otopine. U prvoj se sekcijsi upotrebljava uobičajena otopina, a u drugoj potpuno regenerirana kojom se plin vrlo djelotvorno čisti. Otopina se regenerira u donjem dijelu striper-kolone pomoću velike količine pare, koja zatim strui u drugi izmjenjivač i regenerira primarnu otopinu, čime se toplinski gubici svode na minimum.

Fizikalni procesi. Ti se procesi temelje na fizikalnom otapanju pojedinih kiselih komponenata prirodnog plina u prikladnom otapalu. Što je viši parcijalni tlak komponente i niža temperatura apsorpcije, to će njeno izdvajanje biti

djelotvornije. Fizikalni procesi najviše služe za grubo izdvajanje ugljik-dioksida te selektivno odvajanje sumporovodika. Karakteristika je tih procesa mogućnost visokog opterećenja otapala kiselim plinom, mala cirkulacija i niski pogonski troškovi. Nedostatak im je skupoča otapala i to što se djelomično apsorbiraju i ugljikovodici. Apsorpcija se provodi u postrojenju sličnom onome na slici 16, tj. toplinskom regeneracijom otapala, ili se otapalo regenerira otplinjavanjem bez zagrijavanja (sl. 17).



Sl. 17. Fizikalni proces čišćenja prirodnog plina. 1 apsorpcijska kolona, 2 visokotlačni, 3 srednjotlačni i 4 niskotlačni otplinjač, 5 kompresor, 6 otpuštanje CO_2 u atmosferu

Proces Selexol kao otapalo upotrebljava dimetil-eter polietilen-glikola (DMPEG). Najveći dio komercijalne primjene procesa odnosi se na obradbu prirodnog plina pod visokim tlakom i s visokim koncentracijama H_2S i CO_2 (ili samo CO_2). Karakteristika je otapala njegova sposobnost da ujedno uklanja vodu te djelotvornost i na niskim, odnosno ambijentnim temperaturama.

Osim opisanog, češće se primjenjuju još dva fizikalna procesa. To su procesi *Fluor solvent* (otapalo propilen-karbonat) i *Purisol* (otapalo *N*-metilpirolidon), koji je posebno selektivan s obzirom na uklanjanje sumporovodika.

Fizikalno-kemijski procesi. Karakteristika je tih procesa što se primjenjuje smjesa različitih otapala, tako da se apsorpcija uz kemijsku reakciju kombinira s fizikalnim otapanjem. To je osobito prikladno za uklanjanje kiselih plinova prisutnih s većim parcijalnim tlakovima u plinskoj smjesi. Tipičan je takav proces *Sulfinol-D*, u kojemu kao otapala služe sulfolan (tetrahidrotiofen-dioksid) i diizopropanolamin. Varijanta tog procesa, *Sulfinol-M*, u kojoj se uz sulfolan upotrebljava metildietanolamin, mnogo je selektivnija, pa se uz dio ugljik-dioksida može iz plina ukloniti praktički sav sumporovodik.

Procesi izravne pretvorbe. To su tzv. procesi oksidacije kapljevine, a služe za izdvajanje sumporovodika i izravnu oksidaciju u elementarni sumpor. Najpogodniji su za plin niske koncentracije sumporovodika uz maksimalnu dnevnu proizvodnju sumpora približno 15 t. Jedan od najpoznatijih procesa te vrste je *Stretford*, koji se odvija u četiri faze: apsorpcija H_2S u lužnatoj (karbonatnoj) otopini, oksidacija H_2S natrij-metavanadatom u sumpor, oksidacija reduciranih vanadata prikladnom sulfonskom kiselinom, oksidacija reducirane kiseline propuhivanjem zraka.

Proizvedeni sumpor, koji nije posebno čist, izdvaja se kao pjena, a od kapljevine se odjeljuje filtriranjem ili centrifugiranjem.

Suhi procesi. Temelj je tih procesa adsorpcija kiselih plinova na različitim adsorbensima kao što su željezo-oksid, cink-oksid, molekulna sita, aktivni ugljen i drugi. Za fizikalnu adsorpciju adsorbens se regenerira dovođenjem topline, a za adsorpciju uz kemijsku reakciju adsorbens se nakon zasićenja mora zamijeniti svježim.

Suhi su procesi u principu jednostavniji i njima se ujedno uklanja i vlaga, ali im je nedostatak što su im postrojenja malog kapaciteta jer se adsorbensi brzo zasite i postanu nedjelotvorni. Zato su ti procesi prikladni samo za čišćenje plinova s malim udjelom kiselih komponenata.

U posljednje se vrijeme za čišćenje prirodnog plina sve više primjenjuju membranski separatori (v. Membrane, TE 8, str. 381).

FRAKCIJONACIJA PRIRODNOG PLINA I PLINSKOG KONDENZATA

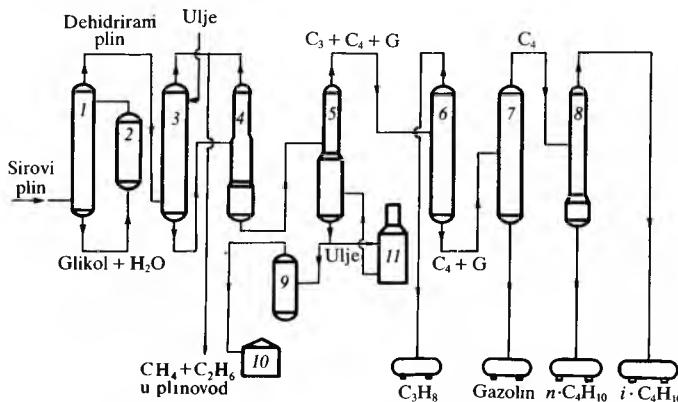
Prirodni plin koji sadrži relativno veće količine viših ugljikovodika obično ne služi izravno kao gorivo, nego se nakon pročišćivanja u plinskoj stanici šalje u postrojenje za preradbu s namjerom da se etan, propan, butan i viši ugljikovodici izdvoje i upotrijebi kao petrokemijske sirovine (v. *Petrokemikalije*, TE 10, str. 249).

To su u prvom redu etan (namijenjen proizvodnji etilena), zatim propan, *n*-butan i izobutan, te konačno i smjesa preostalih, težih ugljikovodika. U terminologiji naftne industrije takva se smjesa alkana, u kojoj komponente sadrže do približno 10 ugljikovih atoma u molekuli, naziva gazolin.

Za izdvajanje spomenutih alkana iz prirodnog plina danas su u upotrebi najčešće tri tehnološka postupka: apsorpcijski, kaskadni rashladni i ekspanzijski.

Apsorpcijski postupak temelji se na apsorpciji (v. *Apsorpcija plinova*, TE 1, str. 324) sastojaka prirodnog plina u plinskom ulju i njihovoj kasnijoj postupnoj desorpciji i razdvajaju zagrijavanjem zasićenog ulja. Postrojenja za provedbu tog procesa pomoću lakog plinskog ulja u našoj se zemlji nazivaju *degazolinaže*.

U Jugoslaviji rade dvije degazolinaže, jedna u Elemiru kod Zrenjanina (Naftagas), a druga u Ivanić-Gradu (INA-Naftaplin). Nakon uklanjanja vlage prirodni plin ulazi u donji dio kolone za apsorpciju i na svom se putu kroz kolonu apsorbira u lakom plinskem ulju (frakcija naftne s vrelištem 220–360 °C) koje putuje u suprotnom smjeru. Metan se najslabije apsorbira i dobrim se dijelom odvodi s vrha kolone. Ulje zasićeno ostalim sastojcima plina u drugoj se koloni (deetanizer) zagrijavanjem oslovara etana i preostalog metana, koji se pridružuje metanu iz apsorpcione kolone. U poseboj se koloni iz ulja desorbiraju i ostali sastojci apsorbiranog plina. Ulje se regenerira prvo indirektnim zagrijavanjem, zatim i izravno vodenom parom, a oslobođeni se sastojci plina razdvajaju u zasebnim kolonama na propansku i butansku frakciju i na gazolin (sl. 18). Propanska i butanska frakcija miješaju se zatim u posebnom rezervoaru, a smjesa se naziva tekućim naftnim plinom (TNP). Čitav je apsorpcijski postupak mnogo djelotvorniji ako se provodi pri niskim temperaturama. Uobičajene su radne temperature oko –25 °C, ali se na temperaturi –40 °C može iz prirodnog plina izdvojiti do 65% etana i čak 98% ugljikovodika viših od etana.



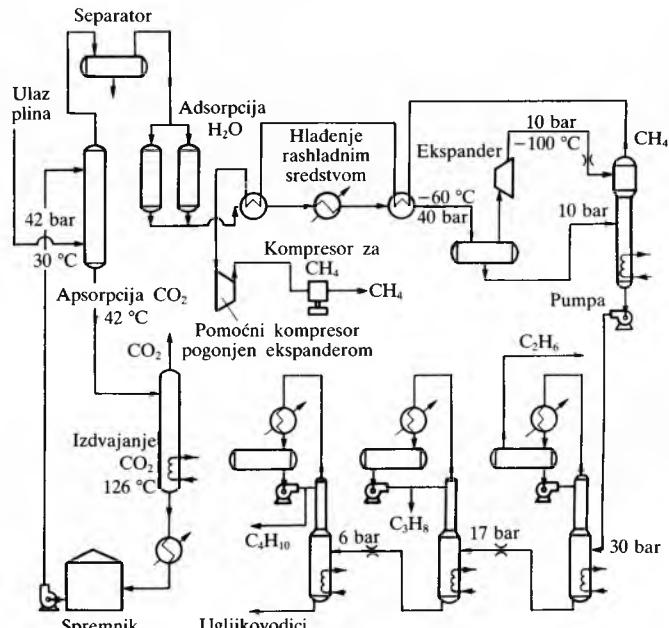
Sl. 18. Izdvajanje viših ugljikovodika apsorpcijskim postupkom (degazolinaža). 1 dehydratacijska kolona, 2 regenerator glikola, 3 apsorber, 4 reapsorber-deetanizer, 5 kolona za odvajanje ulja, 6 depropanizer, 7 debutanizer, 8 razdvajanje butana, 9 čistač ulja, 10 spremnik ulja, 11 peć, 12 propanska frakcija, 13 butanska frakcija, 14 gazolin, 15 *n*-C₄H₁₀, 16 *i*-C₄H₁₀

Kaskadni rashladni postupak u principu je jednostavan. Mokri prirodni plin postupno se hlađi i pri tome se, već prema hlapljivosti pojedinih sastojaka, djelomičnom kondenzacijom izdvaja dio viših ugljikovodika. Najprije se počne ukapljavati sastojak najvišeg vrelišta, a zatim na sve nižoj temperaturi i ostali. Takva kondenzacija nije potpuna, pa će općenito parna faza biti sve bogatija sastojcima nižeg vrelišta, a kapljivita faza sve bogatija sastojcima višeg vrelišta. Za hlađenje se

uglavnom upotrebljavaju kompresijski rashladni strojevi, pa se hlađenjem u dva stupnja postižu temperature –70 °C do –100 °C (pri tlaku plina 28–35 bar).

Iz izdvojenog se kondenzata prvo zagrijavanjem u koloni istjeruje metan i pridružuje se suhom plinu, a zatim se kondenzat podvrgava frakcioniranju. To se provodi nizom uzastopnih rektifikacija (v. *Rektifikacija*) u odvojenim kolonama. U postrojenju s tri takve kolone kao parna faza izdvaja se na vrhu prve kolone etan, iz druge propan, a iz treće smjesa butana, dok se kapljiviti ostatak s dna svih kolona udružuje i predstavlja gazolin, tj. smjesu ugljikovodika koja se sastoji od pentana i viših alkana. Kaskadnim rashladnim postupkom butan i viši alkani mogu se izdvojiti s iskorištenjem od 90%, propan s 80%, a etan se izdvaja s približno 70%-tним iskorištenjem.

Ekspanzijski postupak (sl. 19) razlikuje se od kaskadnog rashladnog postupka po tome što se toplina ne odvodi pomoću rashladnih strojeva, tj. hlađenjem izvana, već se plin hlađi na račun svoje unutrašnje energije adijabatskom ekspanzijom (Joule-Thomsonov efekt). Tlak se reducira propuštanjem plina kroz prigušni ventil, a u većim postrojenjima plin ekspandira u rotacijskoj ekspanzijskoj turbini koja se izravno povezuje s kompresorom (turboekspander). Njegova je prednost što je temperatura nakon ekspanzije znatno niža (a time iscrpkapljeviti ugljikovodika veći), i što se redukcijom tlaka na turboekspanderu dobije mehanička energija, koja se može upotrijebiti za pogon kompresora, pumpi ili električnih generatora. Tako se postižu temperature niže od –100 °C, pa je iskorištenje s obzirom na etan 70%, a s obzirom na propan, butan i gazolin 98%.



Sl. 19. Izdvajanje viših ugljikovodika ekspanzijskim postupkom (postrojenje Etan INA-Naftaplina u Ivanić-Gradu)

Ekspanzijski postupak za izdvajanje viših ugljikovodika, ali s osnovnom namjenom dobivanja etana iz prirodnog plina, primjenjuje se u našoj zemlji od 1981. na postrojenju Etan INA-Naftaplina u Ivanić-Gradu.

Postupak PRICO. Posljednjih je godina razvijena vrlo djelotvorna modifikacija ekspanzijskog postupka nazvana PRICO prema tvrtki Pritchard Co. Odlikuje se visokim izdvajanjem etana (80%) i skoro potpunim uklanjanjem viših sastojaka prirodnog plina.

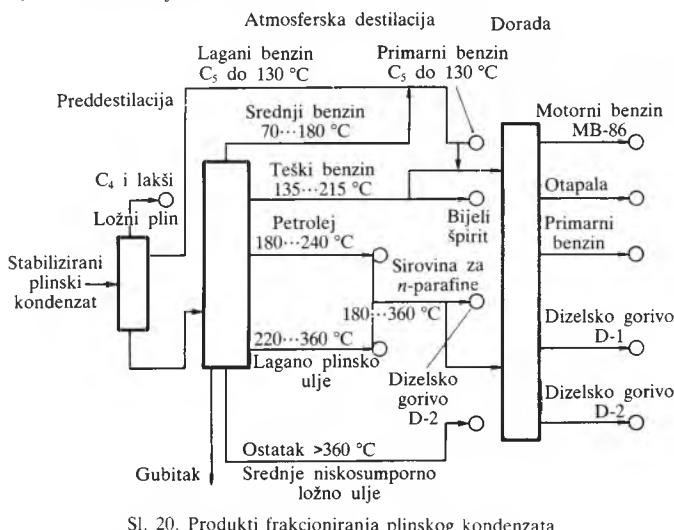
Proces započinje uklanjanjem kiselih plinova i vlage. Prirodni se plin zatim hlađi na vrlo nisku temperaturu (do –125 °C) u izmjenjivaču topline specijalne konstrukcije i opremljenom velikim snopovima cijevi obloženih aluminijem i mjerdi. Ti su materijali, međutim, vrlo osjetljivi na koroziju

djelovanje žive, pa prirodni plin namijenjen preradbi u takvu postrojenju ne smije sadržavati žive u koncentraciji većoj od 10^{-9} g/m^3 . Kao konačni proizvod toga postupka, osim preradenog prirodnog plina, proizvodi se i plinska smjesa (etan + + propan + butan) i gazolin.

Preradba gazolina. Gazolin je kao smjesa ugljikovodika vrijedna sirovina, koja služi u različite svrhe. Iz gazolina se u industrijskom mjerilu odvaja deset praktički čistih ugljikovodika. To su: etan, propan, *n*-butan, izobutan, *n*-pentan, izopentan, izoheksan, izooktan, cikloheksan i metilcikloheksan. Smjesa plinova propana i butana, koja se dobiva destilacijom gazolina, poznat je komercijalni proizvod koji se u bocama pod tlakom 20–25 bar upotrebljava kao gorivo u kućanstvima. Osim toga, ta smjesa može služiti kao gorivo za motore i kao petrokemijska sirovina. Stabilizirani gazolin služi kao sirovina za proizvodnju etilena, a također kao gorivo za motore, ali ne izravno, već kao dodatak benzinu. Gazolin se stabilizira destilacijom u koloni gdje se kao vršni proizvod odvodi propan i butan, a stabilizirani gazolin zaostaje kao proizvod dna.

Preradba plinskog kondenzata. Plinskim se kondenzatom naziva smjesa ugljikovodika s približno 5–30 ugljikovih atoma u molekulama, koja se kao popratni proizvod pojavljuje pri dobivanju prirodnog plina iz plinsko-kondenzatnih ležišta. Kao i sirovi gazolin, potrebno je i plinski kondenzat prvo stabilizirati. Time se olakšava njegov transport od plinskog polja i dalja preradba.

Frakcijska destilacija u više stupnjeva pri atmosferskom tlaku, rektifikacija, osnovni je proces preradbe plinskog kondenzata (v. *Nafra*, TE 9, str. 221; v. *Rektifikacija*). Sve frakcije (sl. 20) predstavljaju gotov proizvod (ili se neznatno doraduju), ali mogu poslužiti i kao sirovine za proizvodnju petrokemikalija.



Sl. 20. Proizvodi frakcioniranja plinskog kondenzata

Plinski je kondenzat vrlo vrijedna sirovina. Tako se, npr., plinski kondenzat dobiven iz dubokih plinsko-kondenzatnih ležišta u Podravini (Molve, Kalinovac) odlikuje mnogim dobrim svojstvima. U usporedbi s domaćom naftom iz Moslavine i Slavonije (tabl. 3) kondenzat sadrži mnogo veći

Tablica 3

USPOREDBA KARAKTERISTIKA PLINSKOG KONDENZATA I NAFTE

Karakteristika	Plinski kondenzat (Molve, Kalinovac)	Nafra (Moslavina)	Nafra (Slavonija)
Gustoća, g/cm ³ (15 °C)	0,790	0,836	0,870
Sumpor, maseni udio (%)	0,02	0,41	0,47
Frakcije, maseni udio (%)			
Benzin, do 170 °C	40	25	14
Petrolej i plinsko ulje, 175–310 °C	35	26	11
Ostatak (rafinat), 310 °C	25	49	75

udio lakih frakcija, približno dvostruki udio tzv. detergenskih parafina, mnogo manje sumpornih spojeva i vode (volumni udio 0,5%), a količina koksa također je mala (prema Conradsonu maseni udio <0,05%).

Plinski se kondenzat upotrebljava u prvom redu u petrokemijskoj industriji. Frakcija plinskog kondenzata s vreljistem 175–310 °C, koja se upotrebljava kao gorivo za Dieselove motore, može služiti i za proizvodnju normalnih alkana (parafina) s 9–18 ugljikovih atoma u molekuli. Njihov je maseni udio u toj frakciji visok (oko 30%), a primjenjuju se u proizvodnji tenzida, viših alkohola, limunske kiseline i drugih proizvoda. Ostatak frakcije nakon izdvajanja normalnih alkana služi kao dodatak za namješavanje goriva za Dieselove i reaktivne motore.

T. Juranić I. Meandžija J. Vađunec

TRANSPORT PRIRODNOG PLINA

Ovisno o geografskim uvjetima prirodni se plin transportira kopnom i po morskom dnu u plinovitom stanju cjevovodima, dok se u udaljene prekomorske zemlje prirodni plin transportira u ukapljenom stanju specijalnim brodovima.

Transport plinovodima

Kategorije plinovoda. Prema funkciji, transportnoj udaljenosti, kapacitetu i radnom tlaku plinovodi se mogu svrstati u tri kategorije; tranzitne, magistralne i distribucijske plinovode.

Tranzitnim plinovodima transportiraju se velike količine prirodnog plina iz jedne zemlje u drugu prelazeći i preko teritorija treće zemlje ili više njih. Takvi plinovodi najčešće prenose plin pod tlakom od 7–10 MPa, a grade se od čeličnih cijevi promjera do 1500 mm. Tranzitni su plinovodi dugi i više tisuća kilometara.

Magistralni plinovodi služe za transport plina unutar granica zemlje ili užeg područja, najčešće od mjesta proizvodnje, odnosno pripreme za transport, ili od mjesta uvoza do centara potrošnje ili velikih industrijskih potrošača. Rade s tlakom najčešće manjim od 7 MPa, a promjeri su rijetko veći od 1000 mm.

Distribucijskim plinovodima dovodi se plin od mjesta preuzimanja na magistralnom plinovodu do mjesta predaje potrošaču. Glavni dijelovi distribucijske mreže rade s tlakom manjim od 0,8 MPa, a razdjelna distribucijska mreža za dovod do stambenih zgrada veoma često s tlakom manjim od 3 kPa. Širok je raspon promjera cijevi u distribucijskoj mreži, i to od 50 mm do 600 mm, pa i više.

Dimenzioniranje plinovoda osniva se na zakonima mehanike fluida i Bernoullijevoj jednadžbi protoka za stlačene fluide (v. *Mehanika fluida*, TE 8, str. 67). Pritom se pretpostavlja da je cjevovod horizontalan i da je strujanje izotermno. Postoji niz izraza za određivanje gubitaka tlaka u plinovodima, a u nas se veoma često upotrebljavaju pojednostavljene Renouardove jednadžbe, i to za tlakove više od 5 kPa izraz

$$p_A^2 - p_B^2 = 48,6 \varrho l Q^{1,82} d^{-4,82} 10^5, \quad (17)$$

a za tlakove niže od 5 kPa izraz

$$p_A - p_B = 23,2 \varrho l Q^{1,82} d^{-4,82} 10^3, \quad (18)$$

gdje je p_A tlak (u kPa) na početku, a p_B tlak na kraju cjevovoda, ϱ gustoća plina (kg/m^3), l duljina cjevovoda (km), Q protok (m^3/h na temperaturi 0 °C i tlaku 0,098 MPa), d unutrašnji promjer cjevovoda (mm).

Kad se plin transportira na veće daljine, najčešće se radi o velikim količinama plina. Zbog tehničkih i ekonomskih ograničenja ne upotrebljavaju se cijevi promjera većeg od 1440 mm (56"), a ni tlakovi veći od 7 MPa, rjeđe do 10 MPa. U takvim cjevovodima otpori su u cjevovodu toliki da uzrokuju velik gubitak tlaka, koji već nakon 100–150 km padne na vrijednost koja onemogućuje ekonomičan transport plina. Zbog toga se u plinovode ugrađuju kompresorske stanice (linijske kompresorske stanice) kojima se tlak plina povećava na početnu vrijednost. Smatra se da je optimalno

da omjer početnog i krajnjeg tlaka između dvije linijske kompresorske stanice ne bude veći od 1,45. U praksi taj omjer iznosi 1,33...1,60, a katkada i 1,70.

Potreba energija za adijabatsku kompresiju u džulima po kilogramu plina iznosi

$$y = 137,763 \frac{\chi}{\chi - 1} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\chi-1}{\chi}} - 1 \right], \quad (19)$$

a omjer temperaturna plina na početku i na kraju adijabatske kompresije

$$\frac{T_1}{T_2} = \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{\chi-1}{\chi}}, \quad (20)$$

gdje je p_1 tlak na početku, p_2 tlak na kraju kompresije, a χ eksponent adijabate (v. *Termodinamika*).

Cijevi za plinovode izrađuju se najčešće prema standardu API. To su bešavne i šavne cijevi. Bešavne se cijevi proizvode do promjera od 600 mm, a šavne od 350 mm naviše. Prema standardu API proizvode se cijevi u tri kvalitete (tabl. 4).

Tablica 4
Karakteristike cijevi za plinovode

Tip cijevi	Minimalna granica rastezanja N/mm ²	Minimalna vlačna čvrstoća N/mm ²
A	211	337
B	246	422
C	316	527

Debljina stijenke cijevi mora se izabrati tako da cijev, osim unutrašnjeg tlaka, izdrži i sva vanjska opterećenja koja se mogu pojavit. Ako vanjska opterećenja prelaze dopuštene granice, cijev se mora posebno zaštititi. Tako se npr. ispod ceste ili željezničke pruge polaze cijev većeg promjera koja preuzima vanjska opterećenja, a kroz nju se provlači cijev plinovoda.

Debljina stijenke cijevi određuje se prema izrazu

$$\delta = \frac{p ds}{2k}, \quad (21)$$

gdje je p maksimalni dopušteni tlak, d nazivni vanjski promjer cijevi, s koeficijent sigurnosti, a k minimalna granica rastezanja. Koeficijent se sigurnosti određuje prema gustoći naseljenosti u neposrednoj blizini plinovoda (tabl. 5).

Gradnja plinovoda. Pri projektiranju plinovoda obično su poznati podaci o početnoj i krajnjoj točki plinovoda, količini plina koji treba transportirati i tlakovima na početku i kraju plinovoda.

Trasa plinovoda treba da bude što je moguće kraća, uzimajući u obzir sve geografske i ekonomski aspekte. Vodotok se npr. premošćuje na najpogodnijem mjestu, a ako je moguće, izbjegavaju se naseljena mjesta, klizišta i podvodni tereni. Pri određivanju trase treba osigurati mogućnost pristupa radi kontrole i održavanja.

Plinovodi se na kopnu polazu u rov kojemu dubina iznad oboda cijevi mora biti veća od dubine smrzavanja (80...110 cm). Iznimno, kad je to potrebno, ukopava se i dublje.

Vodene se prepreke prelaze polaganjem plinovoda po dnu. Tada se cijev oblaže armiranom cementnom oblogom radi zaštite od erozije i da se eliminiraju uzgonske sile. Vodotoci se premošćuju i cijevnim mostovima, dok se cestovni i željeznički mostovi rijetko iskorištavaju za vođenje plinovoda, a i tada uz posebnu sigurnosnu zaštitu.

Cijevi se zavaruju električki, a spojevi se rendgenski kontroliraju.

Da bi se sprječila vanjska korozija, cijevi se čiste do metalnog sjaja, premazuju antikorozivnim sredstvom na bazi bitumena i omataju izolacijskom vrpcem. Dielektričnost izolacije kontrolira se posebnim uređajem najmanje s naponom od 10 kV. Od elektrokemijske korozije cijevi se štite katodnom zaštitom.

Nakon polaganja cijevi u rov provodi se tlačno ispitivanje vodom. Duljina dionice koja se ispituje ovisi o promjeru cijevi, pa je ona to manja što je promjer veći. Tako npr. maksimalna ispitivana dionica cijevi promjera 200 mm iznosi 11 km, a 5 km za cijevi promjera 500 mm. Dionica se stavlja pod ispitni tlak koji je 10...50% veći od radnog tlaka, što ovisi o razredu pojasa oko plinovoda (tabl. 5).

Tablica 5
KOEFICIJENT SIGURNOSTI PRI ODREĐIVANJU DEBLJINE STIJENKE CIJEVI PLINOVODA

Razred pojasa	Koeficijent sigurnosti s	Naseljenost pojasa oko plinovoda (duljina pojasa 1 km, a širina 200 m sa svake strane osi plinovoda)
I.	1,4	do 6 stambenih zgrada do 4 kata
II.	1,7	više od 6, a manje od 28 stambenih zgrada do 4 kata ili ekvivalent
III.	2,0	28 ili više stambenih zgrada do 4 kata, ili poslovne, industrijske, školske i druge javne zgrade na udaljenosti manjoj od 100 m od osi plinovoda
IV.	2,5	gušće naseljeni pojasi u kojemu prevladavaju zgrade sa četiri i više katova

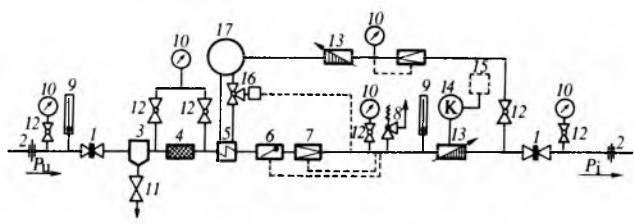
Uređaji na plinovodu. Osim kompresorskih stanica u plinovod se ugrađuju i uređaji potrebni za normalno funkcioniranje plinovoda. To su automatski zaporni uređaji, stanice za ispuhivanje i rasteraćenje plinovoda, stanice za uvođenje i vađenje čistača plinovoda i reduksijske mjerne stanice.

Automatski zaporni uređaji ugrađuju se svakih 10...20 km, a služe za automatsku obustavu protoka plina. Oni djeluju kad se snizi tlak u cjevovodu, što je indikacija oštećenja cjevovoda. Ugrađuju se zavarivanjem između cijevi, nalaze se pod zemljom, a njihov kontrolni uređaj iznad zemlje u ogradijenom prostoru. Zapornim uređajem može se upravljati i iz kontrolnog centra plinske mreže.

Stanice za ispuhivanje i rasteraćenje plinovoda ugrađuju se obično sa stanicama za čišćenje cjevovoda, a služe za pražnjenje plinovoda ispuhivanjem plina u atmosferu. To se primjenjuje samo u slučaju opasnosti ili prilikom popravaka ili rekonstrukcija cjevovoda. Takve se stanice ugrađuju daleko od naseljenih područja.

Stanice za čišćenje plinovoda ugrađuju se na određenim udaljenostima, a najčešće na početku i na kraju plinovoda, te ispred i iza kompresorskih stanica, a služe za ubacivanje, odnosno vađenje čistača plinovoda.

Redukcijske mjerne stanice postavljaju se na mjestima prodaje plina ili predaje plina drugoj organizaciji, odnosno organizaciji za distribuciju plina. Zadatak je takve stanice da smanji tlak plina na vrijednost potrebnu kupcu ili distributeru i da mjeri predanu količinu plina. U takvoj staniči postoji ulazni filter, reduksijski ventil, mjerilo protoka, uređaj za zagrijavanje plina, sigurnosni ventil i dr. (sl. 21). Da bi se sprječilo sniženje temperature plina nakon ekspanzije kao posljedice Joule-Thomsonovog efekta, plin se prethodno zagrijava u izmjenjivaču topline. Budući da reduksijska stanica može biti opasna za okoliš, ona mora biti smještena na sigurnosnoj udaljenosti od stambenih zgrada.



Sl. 21. Shema reduksijske mjerne stanice. 1 zasuni, 2 prirubnice za odvajanje, 3 odjeljivač kapljivine, 4 filter, 5 izmjenjivač topline, 6 sigurnosni zaporni ventil, 7 regulator tlaka, 8 sigurnosni odušni ventil, 9 termometar, 10 manometri, 11 ispusni ventil, 12 zaporni ventil, 13 mjerni uređaj, 14 korektor, 15 registracijski uređaj, 16 termoregulacijski ventil, 17 kotao za grijanje

Prekomorski transport prirodnog plina

Iako je razvijena tehnika polaganja cjevovoda na morsko dno (npr. plinovod Tunis-Sicilija), ipak je brodski transport još uvjek jedini način prekomorskog transporta plina na veće udaljenosti.

Prvi prekomorski transport prirodnog plina ostvaren je 1959. specijalnim brodom (metanjerom) nosivosti 2000 t iz SAD u Veliku Britaniju. Godine 1964. započinje transport ukapljenog plina iz Alžira u Veliku Britaniju. Za taj su prijevoz služili metanjeri nosivosti 12000 t. Udaljenost na koje se transportira ukapljeni prirodni plin stalno se povećavaju. Dok je udaljenost između Alžira i Velike Britanije iznosila 2900 km, danas se transportira plin na udaljenost od ~12000 km (od Abu Dabija do Japana).

Danas postoje 44 metanjeri nosivosti od 35000...131000 m³ ukapljenog prirodnog plina (15000...56000 t ukapljenog plina).

Japan je najveći uvoznik ukapljenog prirodnog plina. U 1984. Japan je uvezao $\sim 35 \cdot 10^9$ m³ prirodnog plina (uz standardne uvjete) u ukapljenom stanju, a to je $\sim 72\%$ od ukupnog uvezenog ukapljenog plina. Najveći su izvoznici Indonezija ($19 \cdot 10^9$ m³) i Alžir ($12 \cdot 10^9$ m³).

Da bi takav transport bio moguć, potrebno je ukapljiti prirodni plin i raspolažati posebno građenim brodovljem za transport ukapljenoga prirodnog plina.

Ukapljivanje prirodnog plina. Budući da se prirodni plin potpuno ukapljuje na vrlo niskim temperaturama (nižim od $-161,15^\circ\text{C}$, što je vrelište metana), potrebno je iz plina ukloniti nepoželjne sastojke (voda, ugljik-dioksid, sumporovodik i viši ugljikovodici). Čišćenje plina sastoji se od nekoliko stupnjeva. U prvom se stupnju uklanjaju voda i viši ugljikovodici koji su kapljevine na temperaturi okoliša. Nakon toga uklanjaju se ugljik-dioksid i sumporovodik već opisanim kemijskim i fizikalnim procesima. Tada je plin još zasićen vodenom parom. Ona se odvaja zajedno s još preostalim višim ugljikovodicima hlađenjem do dovoljno niske temperature, apsorpcijom ili adsorpcijom. Plin namijenjen ukapljivanju mora sadržati manje od 1 ppm vode, manje od 150 ppm CO₂ i manje od 3 ppm H₂S.

Da bi se metan ukapljio, potrebno mu je sniziti temperaturu ispod temperature vrelišta koja pri atmosferskom tlaku iznosi $-161,15^\circ\text{C}$. Razvijena su dva postupka za snižavanje temperature: eksplanderski postupak i kaskadno hlađenje.

U eksplanderskom postupku stlačeni se plin (oko 10 MPa) rashlađuje pomoću rashladnog medija koji je najčešće metan vrlo niske temperature doveden iz procesa ukapljivanja. To se ponavlja u nekoliko ciklusa da bi na kraju već duboko rashlađeni plin eksplandirao u turbini i tako se ohladio na još nižu temperaturu. Snaga proizvedena u turbinu služi za pogon kompresora za rashladni medij.

Za kaskadno se hlađenje upotrebljava više rashladnih medija, a to su vrlo često mediji dobiveni u toku ukapljivanja. Tako se npr. (sl. 22) najprije kondenzira propan pomoću kojeg se temperatura prirodnog plina snizuje na -36°C . Na toj se temperaturi kondenzira etan i on rashlađuje metan koji

služi kao treći rashladni medij. U seriji izmjenjivača topline metan-prirodni plin snizuje se temperatura prirodnog plina do -95°C , a zatim se ekspanzijom od 10 MPa na 0,4 MPa postiže temperatura od -139°C . Konačno, nakon druge ekspanzije od 0,4 MPa na atmosferski tlak postiže se temperatura od $-161,15^\circ\text{C}$. Ukapljeni prirodni plin odvodi se u toplinski izolirane rezervoare. Budući da rezervoari nisu idealno izolirani, plin stalno isparuje. Taj se plin iskoristiava za hlađenje i za pogon strojeva za ukapljivanje.

Udio metana u ukapljenom prirodnom plinu iznosi gotovo 99%. Gustoća je ukapljenog plina 430 kg/m³, a ogrjevna moć 49,1 MJ/kg. 1 m³ ukapljenog plina sadrži 599,72 m³ prirodnog plina u standardnim uvjetima.

Brodovi za transport ukapljenog plina (metanjeri) znatno se razlikuju od konvencionalnih brodova za prijevoz kapljivitih tereta (veoma niska temperatura, mala gustoća, mala viskoznost, te zapaljivost i eksplozivnost tereta). Poseban su problem rezervoari za ukapljeni plin, jer obični čelik već na temperaturi od -50°C postaje krhak, pa je potrebno upotrijebiti druge materijale (aluminij, neke slitine aluminijske, nerđajući čelik, čelik sa 9% Ni i dr.). Velike razlike temperature broda s teretom i praznog broda moraju se uzeti u obzir pri konstrukciji, jer će zbog toga nastati velike razlike dilatacija rezervoara i svih metalnih dijelova koji dolaze u dodir s ukapljenim plinom. Zbog toga se rezervoari izvode odvojeno od konstrukcije broda, pa se njihove deformacije ne prenose na brod. Budući da su rezervoari dobro toplinski izolirani, oni su praktički zaštićeni od udaraca i oštećenja.

Takvi brodovi, osim sigurnosnih uređaja koji se upotrebljavaju na tankerima, imaju uređaje za ukapljivanje isparenog plina, za spaljivanje isparenog plina i za proizvodnju dušika. Dušik se kao inertni plin upotrebljava pri popravcima i za sprečavanje ulaska zraka u ispraznjene rezervoare nakon iskrcaja.

Terminali za prihvatanje ukapljenog prirodnog plina sastoje se od brodskog veza s priključnim cjevovodom za istovar ukapljenog plina, rezervoara za njegovo skladištenje, pumpa za povišenje tlaka prije uplinjavanja, izmjenjivača topline za zagrijavanje ukapljenog plina prije uplinjavanja, pumpa za cirkulaciju medija za grijanje i kotlovnice za njegovo zagrijavanje.

Ukapljeni plin crpi se pumpama koje ga šalju u isparivače gdje se zagrijava i prelazi u pregrijano plinovito stanje na temperaturi od $0\text{--}15^\circ\text{C}$. Pritom tlak poraste na ~ 3 MPa, pa se plin može dalje transportirati plinovodom. Ako je potreban viši tlak, on se može postići pomoću kompresora. Za isplinjavanje ukapljenog prirodnog plina potrebna je energija. Da bi se, naime, dobio kubni metar plina (uz standardne uvjete) iz kapljivitog stanja ($-161,15^\circ\text{C}, 0,015$ MPa) na 15°C i 7,0 MPa, potrebno je 1,015 MJ.

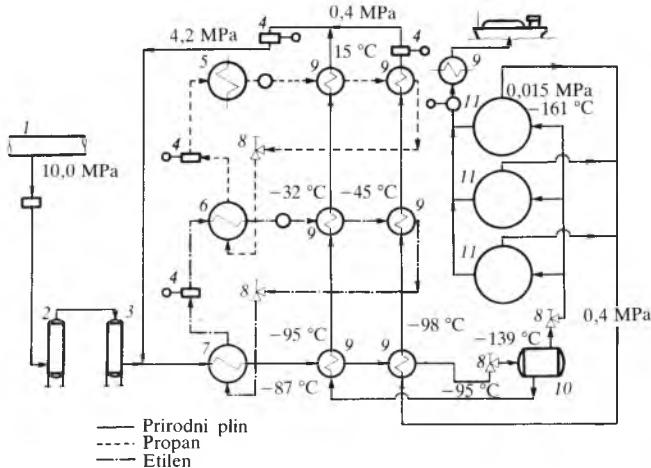
SEZONSKO SKLADIŠTENJE PLINA U GEOLOŠKIM FORMACIJAMA

U plinovodnom sustavu postoji neprekinuta tehnološka veza između dobave (proizvodnja, uvoz), transporta i potrošnje. Zbog neravnomjerne potrošnje nastaju teškoće nasuprot ujednačenoj dobavi. Taj nesklad uzrokuje neracionalnu proizvodnju (smanjenje ili potpuna obustava proizvodnje prirodnog plina, što negativno utječe na ležište), ili neracionalnu potrošnju (najčešće kod potrošača kojima upotreba plina ne daje maksimalne efekte, npr. u termoelektranama).

Oscilacije potrošnje prirodnog plina mogu biti dnevne i sezonske.

Za pokrivanje dnevnih oscilacija potrošnje potrebna su postrojenja manjeg kapaciteta. U tu svrhu mogu se upotrijebiti rezerve ukapljenog prirodnog plina, ukapljenog naftnog plina, visokotlačni rezervoari prirodnog plina, visokotlačni plinovodi velikog promjera i velike duljine ili nepropusne kaverne u stijenama.

Za pokrivanje, međutim, sezonskih oscilacija potrošnje potrebna su spremišta veoma velikih volumena, pa u tu svrhu mogu poslužiti djelomično ili potpuno iscrpljena ležišta



Sl. 22. Shema kaskadnog postrojenja za ukapljivanje prirodnog plina. 1 plinovod, 2 ekstrakcija CO₂, 3 dehidratacija, 4 kompresori za propan, 5 kondenzator propana, 6 izmjenjivač topline etilen/propan, 7 izmjenjivač topline metan/etilen, 8 prigušni ventil, 9 izmjenjivač topline, 10 ekspanzijska posuda, 11 rezervoari za ukapljeni metan

prirodnog plina. Plinsko ležište Okoli (kod Popovače, SR Hrvatska) jedno je od djelomično iscrpljenih ležišta koje će u neposrednoj budućnosti poslužiti kao sezonsko spremište prirodnog plina. Drugo se takvo spremište projektira kod Bečeja (SAP Vojvodina).

Da bi neka geološka formacija bila pogodna za skladištenje plina, ona mora imati sljedeće karakteristike: *a)* nepropusni pokrovni sloj iznad geološke formacije predviđene za skladištenje, *b)* visoku poroznost i permeabilnost ležišta, *c)* dovoljnu dubinu formacije (dublje od 1000 m, ali nije uvjet), što omogućuje visoke tlakove plina u spremištu uz dovoljnu sigurnost, *d)* potpunu odsutnost vode ili dovoljnu mogućnost kontrole vode i njezinog gibanja u ležištu i *e)* dovoljno velik obujam ležišta (povoljnija je velika debljina sloja nego velika površina).

Potpuno ili djelomično iscrpljena ležišta izbušena su u svoje vrijeme s više bušotina. Da bi se sprječilo nekontrolirano propuštanje plina, potrebno je kontrolirati hermetičnost između stijenke bušotine i kolone zaštitnih cijevi te hermetičnost samih kolona. U principu se stare bušotine ne upotrebljavaju za utiskivanje i odvodenje plina, ali se mogu upotrijebiti kao kontrolne bušotine. Zbog toga se grade nove bušotine (utisno-proizvodne bušotine), kojih je konstrukcija i oprema jednaka proizvodnim plinskim buštinama, ali su znatno većeg kapaciteta. Osnovna je razlika između proizvodnog ležišta i ležišta koje služi kao spremište da se spremište puni u jednom (ljetno razdoblje) i prazni u drugom dijelu godine (zimsko razdoblje).

Ako se kao plinsko spremište želi upotrijebiti akvifer, tj. ležište vode, treba ga prvo otkriti jednakim postupkom kao pri istraživanju ležišta nafte ili plina. U akvifer se najprije utiskuje plin da se stvari plinski jastuk za potiskivanje vode. Plinski jastuk omogućuje pojačano crpljenje radnog volumena spremnika bez bojazni od prodora vode. Volumen plinskog jastuka iznosi obično 50% radnog volumena i nepovratna je investicija. Ako se za potiskivanje umjesto prirodnog upotrijebi inertni plin, investicija se smanjuje, ali se poskupljuje obradba plina pri transportu potrošačima. Maksimalna količina plina što se može utisnuti u ležište ovisi o maksimalno dopuštenom tlaku koji je određen čvrstoćom pokrovne stijene ležišta.

Sve su utisno-proizvodne bušotine vezane plinovodima s plinskom stanicom koja se sastoji od dijela za utiskivanje i dijela za proizvodnju. Uredaj za utiskivanje sastoji se od ulaznog separatora priključenog na magistralni plinovod, ulaznog mjerjenja i kompresora za utiskivanje plina u ležište, dok se uređaj za proizvodnju sastoji od stanice za redukciju tlaka bušotine na tlak magistralnog plinovoda (s grijanjem), uređaja za separaciju kapljevite faze iz plina i izlaznog mjerjenja količine plina. Neki od navedenih uređaja u plinskoj stanicici mogu služiti i za utiskivanje i za proizvodnju.

Režim rada spremišta plina ovisi o razini dobave plina (proizvodnja i uvoz) te o varijacijama potrošnje, koje ovise o klimatskim uvjetima i o režimu rada velikih industrijskih potrošača. Budući da se dio plina upotrebljava za grijanje prostorija, veća će potrošnja biti u razdoblju kad je to grijanje potrebno. U tom razdoblju potrošnja je često veća od mogućnosti dobave, pa se razlika nadoknađuje crpljenjem plina iz skladišta. U razdoblju kad nije potrebno grijanje, dobava je veća od potrošnje, pa se višak utiskuje u spremišta. O promjenama viškova plina ovisi izbor broja i veličine kompresora kako bi se maksimalno iskoristile i uskladištile sve raspoložive količine prirodnog plina.

D. Šoć

PRIRODNI PLIN KAO PRIMARNI OBLIK ENERGIJE

Prirodni je plin, uz ugljen, jedini primarni oblik energije koji se može neposredno upotrebljavati, dok se svi ostali primarni oblici energije moraju transformirati u pogodnije oblike energije. To traži gradnju postrojenja za energetske transformacije, s većim ili manjim energetskim gubicima, uz

velike investicije. Zbog toga se nastoji ostvariti što veća neposredna upotreba prirodnog plina.

Osim toga, prirodni plin ima izrazite ekološke prednosti prema drugim fosilnim gorivima, jer se ugljik-monoksid, sumpor-dioksid, ugljikovodici i čvrste čestice pojavljaju u plinovima izgaranja u zanemarivo malim količinama. Oksidi dušika jedini su polutanti nakon izgaranja prirodnog plina. To plinu daje prednost kao gorivu u gradskim područjima i u područjima s nepovoljnim klimatskim uvjetima, te u industrijskim pogonima gdje su potrebne visoke temperature uz čiste plinove izgaranja (proizvodnja stakla, čelika i dr.).

Smatra se da je neracionalna upotreba prirodnog plina za proizvodnju električne energije jer je djelotvornost takve energetske transformacije vrlo niska (30–35%). Također je neracionalna upotreba prirodnog plina za proizvodnju vodene pare i vrele vode, jer se uvode dodatne energetske transformacije uz dodatne gubitke i investicije.

Plinom se može zadovoljiti 80–85% energetskih potreba u kućanstvima, već prema klimatskim prilikama. U poslovnim prostorijama taj je postotak još i veći. Najveći se dio energije u kućanstvima i poslovnim prostorijama troši za grijanje (75–80%). Upotrebom prirodnog plina u pojedinačnim ložištima za grijanje postiže se djelotvornost 77%, dok se upotrebom topline iz toplana postiže 62%, a upotrebom električne energije za grijanje, uzimajući u obzir gubitke u elektranama, prijenosu i distribuciji, samo 33%. Prirodni plin kao gorivo za neposrednu upotrebu u kućanstvima ima i drugih prednosti: manje investicije nego za centralno grijanje iz toplana i ravnateljstva, jer nisu potrebne investicije za toplane i kotlovnice i jer je plinska mreža jeftinija od vrelodvorne, koja mora imati i povratni cjevovod.

Struktura potrošnje prirodnog plina u zapadnoevropskim zemljama (zemlje OECD) pokazuju (tabl. 6) da se u ukupnoj potrošnji prirodnog plina povećava udio malih potrošača (kućanstva, poslovne prostorije, obrt i sl.), a smanjuje udio termoelektrana.

Tablica 6
POTROŠNJA I UDIO GRUPA POTROŠAČA U POTROŠNJI PRIRODNOG PLINA U EVROPSKIM ZEMLJAMA OECD

Grupa potrošača	1973.		1985.		1990.	
	10 ⁶ t EU ¹	%	10 ⁶ t EU ¹	%	10 ⁶ t EU ¹	%
Industrija ²	74,3	42,6	96,2	36,0	102,8	36,5
Mali potrošači ³	63,4	36,3	124,6	46,7	132,0	46,9
Proizvodnja električne energije	34,4	19,7	36,6	13,7	36,3	12,9
Ostalo	2,5	1,4	9,7	3,6	10,9	3,7
Ukupno	174,6	100,0	267,1	100,0	281,4	100,0

¹ EU = ekvivalentni ugljen (29,307 MJ/kg)

² uključena i neenergetska potrošnja

³ kućanstva, poslovne prostorije, obrt i sl.

Upotreba prirodnog plina ima i nedostatke, a to su: *a)* transport je prirodnog plina skuplji od transporta nafte i ugljena, *b)* plin ne može konkurirati derivatima nafte u transportu jer je potrošnja energije za transport veća i jer spremnici na vozilu mogu primiti manje energije u obliku plina.

Reserve prirodnog plina procjenjuju se (1986. godina) na $102,2 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$. Više od 1/2 svjetskih rezerva nalazi se u dvije zemlje (SSSR i Iran), dok se skoro 90% svih rezerva nalazi u 16 zemalja (tabl. 7).

Poslije drugoga svjetskog rata intenzivno su se istraživali nafta i plin, pa su dokazane rezerve prirodnog plina stalno rasle. Tako su godine 1950. dokazane rezerve plina iznosile $8,5 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$, 1960. $17,0 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$, 1970. $37,0 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$, a 1980. $72,0 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ prirodnog plina. Budući da su mnoga područja još nedovoljno istražena (tabl. 8), očekuje se dalji porast rezervi prirodnog plina. Procjenjuje se, naime, da su konačne rezerve prirodnog plina 2,5–3,5 puta veće od danas poznatih.

Od svih područja najmanje rezerve s obzirom na proizvodnju postoje u SAD, a relativno male rezerve postoje u

Nizozemskoj, Indoneziji i Kanadi. To je posljedica velike potrošnje (SAD, Kanada), velikog izvoza (Indonezija), odnosno i velike potrošnje i velikog izvoza (Nizozemska).

Tablica 7
DOKAZANE REZERVE PRIRODNOG PLINA U ZEMLJAMA S NAJVEĆIM REZERVAMA (STANJE POTKRAJ 1986)

	Rezerve 10^9 m^3	Trajanje rezerva godina*
SSSR	43900	64,0
Iran	12700	>100,0
SAD	5200	11,6
Katar	4300	>100,0
Saudijska Arabija	3500	>100,0
Alžir	3000	85,6
Norveška	2900	>100,0
Kanada	2800	40,0
Abu Dabi	2500	>100,0
Meksiko	2200	84,0
Nizozemska	2000	30,6
Venezuela	1700	95,8
Indonezija	1400	36,8
Malezija	1400	>100,0
Nigerija	1300	>100,0
Kuvajt	1000	>100,0
Ostale zemlje	10400	
Svijet	102200	58,7

* Uz proizvodnju ostvarenu u 1986. godini

Tablica 8
BROJ ISTRAŽNIH BUŠOTINA U ISTRAŽIVANJU NAFTE I PLINA NA 10000 km^2 POVRŠINE

Severna Amerika	500
SSSR, Kina, Istočna Evropa	90
Zapadna Evropa	45
Latinska Amerika	12
Bliški istok	7
Daleki istok i Oceanija	5,5
Afrika	4,5
Duboko podmorje	0,3
Svijet	95

Proizvodnja prirodnog plina naglo je porasla nakon drugog svjetskog rata (tabl. 9). Sve do kraja toga rata SAD su bile praktički jedini proizvođač prirodnog plina. Tamo je 1937. proizvodnja iznosila 93,5% od svjetske proizvodnje. Udio se SAD u svjetskoj proizvodnji počinje smanjivati poslije 1950., kad je taj udio iznosio 91,2%, da bi u 1984. iznosio samo 29,5%. Ulogu najvećeg proizvođača prirodnog plina preuzeo je SSSR, u kojem se 1984. ostvarilo 35,1% od svjetske proizvodnje. Među velike proizvođače prirodnog plina (tabl. 10), osim SSSR i SAD, spadaju i četiri evropske zemlje (Nizozemska, Rumunjska, Velika Britanija i Norveška), pa Kanada, Meksiko, Alžir i Indonezija. U nekim zemljama, najvećim proizvođačima prirodnog plina, zabilježeno je smanjenje proizvodnje u posljednjim godinama, a to su zemlje u kojima poznate rezerve s obzirom na proizvodnju (tabl. 7) nisu velike (SAD, Nizozemska, Kanada). S obzirom na

Tablica 9
PROIZVODNJA PRIRODNOG PLINA (PJ)

	1950.	1960.	1973.	1979.	1984.
Afrika	—	0,8	346,6	669,7	1489,1
Amerika bez SAD	176,1	1017,6	4286,1	5144,1	5717,5
Azija bez SSSR	33,2	263,6	1913,0	3039,3	4146,8
Evropa bez SSSR	178,6	869,7	7013,4	9566,6	8688,7
Oceanija	—	—	163,0	332,3	602,6
SSSR	211,8	1665,8	8217,4	14192,0	20468,7
SAD	6207,3	12687,4	23410,2	21075,0	17180,5
Svijet	6807,0	16504,9	45349,7	54019,0	58293,9

poznate velike rezerve u drugim zemljama i na potencijalne rezerve očekuje se i dalji porast proizvodnje prirodnog plina.

Dio se prirodnog plina spaljuje na bakljama (taj se plin ne uraćunava u proizvodnju). Radi se o plinu iz naftnih nalazišta koji nije potreban za utiskivanje u ležišta nafte i koji se zbog udaljenosti potrošača ne može iskoristiti. Računa se da se na bakljama spaljuje oko 10% od ukupno proizvedenoga prirodnog plina. U zemljama OPEC-a spaljuje se oko 33% proizvedenog plina, a u nekim zemljama skoro sav proizvedeni plin (npr. Gabon 95%).

Tablica 10
NAJVEĆI PROIZVOĐAČI PRIRODNOG PLINA (PJ)

	1973.	1979.	1984.
SSSR	8217,4	14192,0	20468,7
SAD	23410,2	21075,0	17180,5
Kanada	2794,2	3133,2	2969,2
Nizozemska	2497,5	3353,6	2269,7
Rumunjska	1157,5	1528,0	1590,0
Velika Britanija	1126,7	1428,1	1492,5
Norveška	—	913,3	1166,2
Meksiko	502,1	765,1	977,4
Alžir	163,0	384,0	947,0
Indonezija	63,9	429,8	940,5
Venezuela	480,1	532,1	737,2
SR Njemačka	701,9	736,6	570,2
Australija	152,7	276,5	488,9
Kina	276,0	565,8	483,7
Argentina	233,8	284,9	478,2

Potrošnja prirodnog plina (tabl. 11) nešto se razlikuje od proizvodnje u svijetu zbog različitog stanja u podzemnim spremištima krajem promatranih godina. Te su razlike još veće kad se promatraju pojedina područja izvoza, odnosno uvoza prirodnog plina.

Pošlije 1950. naglo je rasla i potrošnja prirodnog plina, pa je između 1950. i 1984. ostvaren prosječni godišnji porast od 6,53%, odnosno potrošnja je u tom razdoblju povećana 8,6 puta. Tako veliki porast prema porastu potrošnje svih primarnih oblika energije u istom razdoblju (3,80%) omogućio je povećanje udjela prirodnog plina u opskrbi primarnim oblicima energije (tabl. 12), tako da se danas zadovoljava skoro 1/4 energetskih potreba prirodnim plinom, a u nekim područjima i više od toga (SSSR, SAD).

Tablica 11
POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA (PJ)

	1950.	1960.	1973.	1979.	1984.
Afrika	—	0,8	127,7	273,1	692,1
Amerika bez SAD	201,2	888,0	3168,0	4086,9	4835,4
Azija bez SSSR	33,2	263,6	1552,7	2813,5	4138,5
Evropa bez SSSR	180,0	878,0	7437,7	11227,9	11721,5
Oceanija	—	—	163,0	332,3	602,6
SSSR	210,0	1656,9	8320,7	13036,5	18147,4
SAD	6184,2	12700,4	23964,7	22362,2	17827,6
Svijet	6748,6	16387,7	44734,0	54132,4	57965,1

Tablica 12
UDIO PRIRODNOG PLINA U POTROŠNJI PRIMARNIH OBLIKA ENERGIJE (%)

	1950.	1960.	1973.	1979.	1984.
Afrika	—	0,0	3,6	5,9	10,9
Amerika bez SAD	5,3	13,9	20,9	21,2	24,1
Azija bez SSSR	0,8	1,4	4,5	5,9	7,6
Evropa bez SSSR	0,9	2,8	14,7	17,5	19,2
Oceanija	—	—	6,1	10,0	18,4
SSSR	2,6	9,1	22,8	30,3	37,6
SAD	19,9	31,2	33,8	30,4	27,0
Svijet	9,8	14,0	20,5	21,2	22,3

Međunarodna trgovina prirodnim plinom. Od ukupno proizvedenog prirodnog plina većina se troši u zemljama proizvođačima (87...88%), dok se ostatak izvozi u druge

Tablica 13
NAJVEĆI UVODZNICI PRIRODNOG PLINA (PJ)

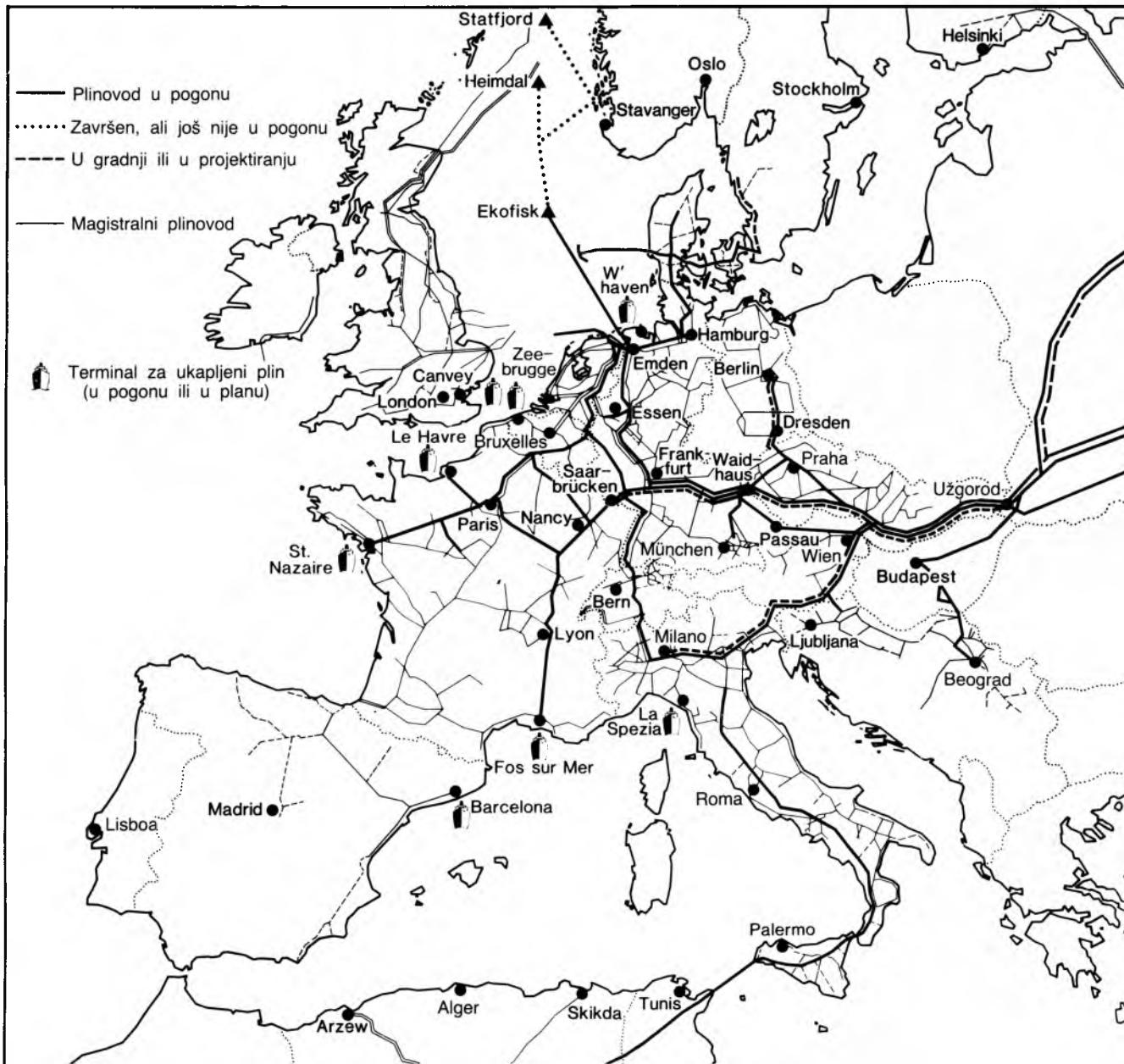
	1950.	1960.	1973.	1979.	1984.
Japan	-	-	101,2	728,9	1367,1
SR Njemačka	-	-	562,7	1435,8	1336,8
SAD	-	161,1	1112,7	1347,0	936,4
Francuska	-	-	355,4	666,6	852,4
Italija	-	-	76,5	563,9	731,4
Velika Britanija	-	0,1	30,9	346,7	527,9
Belgija	-	-	341,1	435,7	352,9
Čehoslovačka	-	-	79,4	210,0	325,0
Poljska	-	1,5	54,3	110,0	214,2
Njemačka DR	-	-	27,0	135,0	209,4
Bugarska	-	-	-	140,0	190,0
Austrija	-	-	62,8	119,9	163,9
Mađarska	-	6,8	6,7	45,0	130,0
Nizozemska	-	-	-	56,3	119,9
Jugoslavija	-	-	-	-	119,8
SSR	-	-	398,0	344,5	119,7
Švicarska	-	-	14,9	35,8	116,2
Španjolska	-	-	43,3	64,6	104,0
Rumunjska	-	-	-	65,0	80,0

zemlje. Od toga se ~80% izvozi plinovodima, a ~20% brodovima kao ukapljeni prirodni plin.

Najveći su izvoznici prirodnog plina SSSR, Nizozemska, Norveška, Kanada, Indonezija i Alžir, a najveći su uvoznici Japan, SR Njemačka, SAD, Francuska, Italija i Velika Britanija (tabl. 13). Neki su od uvoznika prirodnog plina i reeksporter (Nizozemska, SSSR).

Evropske su zemlje veliki uvoznici prirodnog plina (tabl. 14). Najveći su opskrbljivači evropskih zemalja SSSR, Nizozemska, Alžir i Norveška. Najveći dio plina transportira se plinovodima koji se protežu preko cijelog kontinenta (sl. 23).

Prirodni plin u Jugoslaviji. Smatra se da je proizvodnja prirodnog plina na području Jugoslavije započela 1917., kad je u Bujavici, nedaleko od Lipika, otkriven prirodni plin na dubini od 315 m pod tlakom od 35 bar. U prvim godinama proizvodilo se iz toga nalazišta $\sim 500 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ godišnje s udjelom metana od 93,2%. Poslije su nastavljena istraživanja u skromnom opsegu, pa je u 1945. godini mogla biti ostvarena proizvodnja od $2,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Istraživanja su poslije intenzivirana, a pogotovo nakon 1960., pa je proizvodnja prirodnog plina



Sl. 23. Tranzitni i magistralni plinovodi u Evropi (stanje 1985. godine)

PRIRODNI PLIN – PRISTANIŠTA I LUKE

175

Tablica 14
PORIJEKLO UVOZNOG PRIRODNOG PLINA
U EVROPSKIM ZEMLJAMA U 1984. GODINI (PJ)

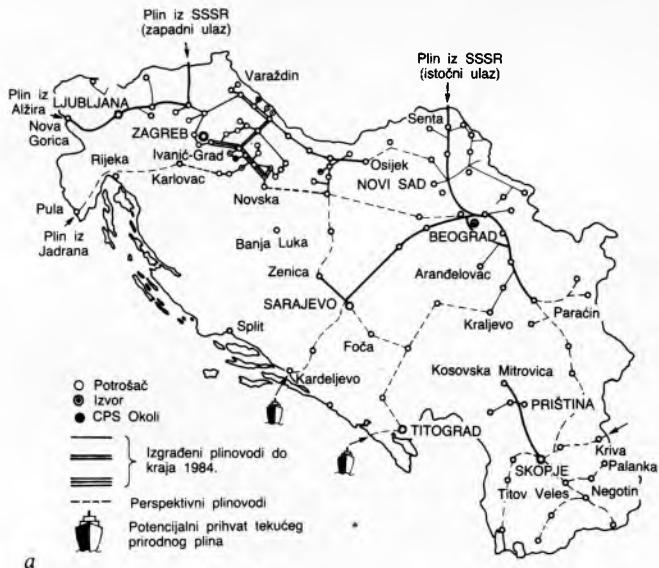
Zemlje uvoznice	Zemlje izvoznice				
	SSSR	Nizozemska	Norveška	Alžir	Ostale
SR Njemačka	502,2	567,5	267,0	–	–
Francuska	173,7	261,3	90,8	324,9	1,7
Italija	289,2	175,5	–	249,9	16,8
Velika Britanija	–	527,9	–	–	–
Belgija	–	203,6	79,8	–	69,5
Cehoslovačka	325,0	–	–	–	–
Poljska	214,2	–	–	–	–
Njemačka DR	209,2	–	–	–	–
Bugarska	190,0	–	–	–	–
Austrija	161,2	–	–	–	2,7
Madarska	130,5	–	–	–	–
Nizozemska	–	–	119,9	–	–
Jugoslavija	119,8	–	–	–	–
Švicarska	58,1	–	29,2	28,9	–
Španjolska	–	–	62,0	42,0	–
Rumunjska	80,0	–	–	–	–

od 1960. do 1985. povećana za 7,5 puta (tabl. 15). To je bilo moguće jer su do sada u nas otkrivena i privedena proizvodnji 62 naftna i plinska polja od kojih je do sada 6 polja iscrpljeno.

Potrošnja je prirodnog plina, međutim, mnogo brže rasla od proizvodnje, jer se od 1977. prirodni plin uvozi iz SSSR (tabl. 15). U razdoblju od 1960. do 1985. potrošnja je porasla 18,6 puta, odnosno ostvaren je prosječni godišnji porast od 12,95%. To je omogućilo da se udio prirodnog plina u potrošnji primarnih oblika energije stalno povećava od 0,4% u 1960. na 13,5% u 1984. godini.

Taj razvoj potrošnje prirodnog plina omogućila je i izgradnja plinovodne mreže. Do kraja 1984. izgradeno je 6976 km plinovoda, a od toga 3753 km magistralnih plinovoda (sl. 24).

Od raspoložive količine prirodnog plina utrošeno je u 1984. u industriji 71,7% (kao gorivo 52,4%, a kao sirovina



Sl. 24. Plinovodna mreža u Jugoslaviji (a) i u SR Hrvatskoj (b)

19,3%), kod malih potrošača 6,8%, u termoelektranama i toplanama 13,2%, a kao vlastiti potrošak 8,3%. U usporedbi s potrošnjom u zemljama OECD (tabl. 6) opaža se vrlo malen udio malih potrošača u potrošnji prirodnog plina.

Tablica 15
PROIZVODNJA I POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA
U JUGOSLAVIJI (10^6 m^3)

	Proizvodnja	Uvoz	Potrošnja
1945.	2,5	–	2,5
1950.	14,5	–	14,9
1955.	33,7	–	33,7
1960.	52,9	–	52,9
1965.	330,0	–	330,0
1970.	977,0	–	977,0
1975.	1554,0	–	1554,0
1980.	1820,0	1629,4	3449,4
1981.	2197,0	1969,4	4166,4
1982.	2207,5	2335,8	4543,3
1983.	2146,5	2787,9	4934,4
1984.	2128,9	3456,7	5585,6
1985.	2486,1	3645,1	6131,2

Dalji razvoj plinifikacije Jugoslavije. Uz pretpostavku da se ostvari plan istražnih bušenja (277 bušotina na kopnu i 50 bušotina u Jadranu), što nije jednostavno ostvariti s obzirom na potrebna sredstva, predviđa se da bi se mogla postići proizvodnja od $4,4 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ u 1990., $5,0 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ u 1995., a $9,2 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ prirodnog plina u 2000. godini. Računa se da bi potrošnja prirodnog plina u Jugoslaviji iznosila $9,0 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ u 1990., a $15,0 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ u 2000. godini. Razlika između potrošnje i proizvodnje pokrivala bi se najvećim dijelom uvozom iz SSSR (preko Austrije, Madarske i Bugarske), a manjim dijelom iz Alžira preko Italije.

S. Kolundžić

LIT.: J. Vučković, Priprema sirove nafte i prirodnog plina za transport. Poslovno udruženje Nafta, Zagreb 1968. – M. B. King, Phase Equilibrium in Mixtures. Pergamon Press, Oxford 1969. – J. Vučković, Transporti nafte i plina cjevovodima. INA-Naftaplin, Zagreb 1971. – K. E. Starling, Fluid Thermodynamic Properties for Light Petroleum Systems. Gulf Publ. Co., Houston 1973. – A. L. Kohl, F. C. Riesenfeld, Gas Purification. Gulf Publ. Co., Houston 1974. – W. L. Lom, Liquefied Natural Gas. Applied Science Publishers, London 1974. – Engineering Data Book. Natural Gas Processors Suppliers Association, Tulsa 1976. – Gas Engineers Handbook. Industrial Press, New York 1977. – M. B. Standing, Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems. Soc. Petr. Engineers AIME, Dallas 1977. – M. Želić, Tehnologija pridobijavanja nafte i plina erupcijom i gasliftom. INA-Naftaplin, Zagreb 1977. – V. Strelc, Plinski priručnik. Nafta, Zagreb 1982. – K. E. Brown, The Technology of Artificial Lift Methods. Pennwell Books, Tulsa 1984. – J. M. Campbell, Gas Conditioning and Processing. Petroleum Series, Norman, Oklahoma 1984. – Ch. U. Ikoku, Natural Gas Reservoir Engineering. J. Wiley, New York 1984. – S. A. Newman, Acid and Sour Gas Treating Processes. Gulf Publ. Co., Houston 1985. – V. Sarida, Projektiranje razrade naftnih i plinskih ležišta. INA-Naftaplin, Zagreb 1985. – M. Želić, Tehnologija sabiranja nafte i plina za transport. INA-Naftaplin, Zagreb 1987.

A. Bauk B. Goričnik T. Juranić S. Kolundžić
I. Meandžija V. Milivojević J. Sečen D. Šoć
J. Vadunec Z. Zelenko

PRISTANIŠTA I LUKE, prirodno ili umjetno zaštićene morske, riječne, jezerske ili kanalne površine gdje brodovi nalaze zaklon od valova, struja, morskih mijena i leda, gdje mogu brzo i sigurno ukrcati, iskrcaći ili prekrcati teret i putnike, gdje mogu ukrcati gorivo, vodu i hranu, gdje se mogu izvršiti popravci na trupu i strojevima i gdje se posada može odmoriti.

U hidrotehničkom smislu luka je zaštićena vodena površina koja služi za zaštitu brodova, bez obzira na postojanje uredaja za utovar i istovar tereta.

S gledišta prometa luka je organizirano čvoriste gdje se stječu morski prometni putovi s kopnenim putovima i putovima unutrašnje plovidbe radi ukrcanja i iskrcaja robe i putnika, s izgradenim i zaštićenim brodskim vezovima te obalnom mehanizacijom (sl. 1 i 2).