

### ***3 - cü FƏSİL***

#### ***NEFTİN VƏ QAZIN NƏQLƏ HAZIRLANMASI***

##### ***3.1. Neftin və qazın nəqlə hazırlanmasının zərurətləri***

Neft yataqlarının ilk istismarı dövründə, fontan quyularından çıxarılan neftin tərkibində bir qayda olaraq su olmur. Lakin hər bir mədənin istismarının müəyyən dövründən sonra, laydan neft ilə birlikdə, əvvəlcə kiçik, sonra isə böyük miqdarda su daxil olur. Ümumiyyətlə, istehsal olunan neftin 60 -75 % -i su ilə birlikdə çıxarılır.

Müxtəlif yataqların quyularından neftlə bir yerdə çıxarılan lay suları tərkibinə və onlarda həll olunmuş duzların qatılığı, qazın miqdarı və mikroorqanizmlərin mövcudluğu ilə xeyli fərqlənə bilər.

Neftin lay suları ilə qarışığını çıxaran zaman yaranan emulsiyaya iki bir-birində həll olmayan mayenin (neft və su) mexaniki qarışığı kimi baxılmalıdır. Bu zaman mayelərdən biri digərinin həcmində müxtəlif ölçülü damlalar şəklində paylanır.

Neftin tərkibində suyun olması, nəql olunan mayenin həcmnin və özlülüyünün artması səbəbindən nəql prosesi bahalaşır. Tərkibində mineral duzların olduğu su məhlulları, nefti nəql edən qurğuların və neft emalı avadanlıqlarının aşınmasına, tez sıradan çıxmasına səbəb olur. Neftin tərkibində hətta 0,1 % suyun olması, neft emalı zavodlarının rektifikasiya kalonlarında, neftin intensiv köpüklənməsinə səbəb olur ki, bu da emal rejiminin pozulmasına və əlavə olaraq kondensasiya cihazlarının çirklənməsinə səbəb olur.

Neftin yüngül fraksiyalarından (etandan pentana kimi karbohidrogen qazları) spirt, sintetik kauçuk, həlledicilər, maye-mühərrik yanacağı, kübrə, süni lif və sənayedə geniş tətbiq olunan üzvi sintezin digər məhsulları alındığı üçün onlar qiymətli xammal hesab olunur. Ona görə də təkcə neftdən ayrılan yüngül fraksiyaların itkisinin azaldılmasına deyil, həm də sonradan emal olunmaq üçün neft layından çıxarılan bütün karbohidrogenlərin saxlanılmasına çalışmaq lazımdır.

İstehsal olunan məhsulun keyfiyyəti, əsas etibarlı ilə xammaldan, yəni neftdən asılıdır. Əgər yaxın keçmişdə neftayırma zavodlarının texnoloji qurğularında emal olunan neftin tərkibindəki mineral duzların miqdarı 100-500 mq/ℓ həddinə qədər qəbul olunurdusa, hazırda neftin duzlardan daha dərindən təmizlənməsi və əksər hallarda isə tam təmizlənməsi tələb olunur.

Neftin tərkibində mexaniki qarışıqların (qum və gil hissəcikləri) olması boru kəmərləri və neftnəqledici avadanlıqların yeyilməsinə səbəb olur, neftin emalını çətinləşdirir, mazut və qudronların miqdarını artırır, soyuducularda, sobalarda və istilik mübadilə edicilərdə çöküntülər əmələ gətirir ki, bu da istilikötürmə əmsalını azaldır və qurğuların tez sıradan çıxmasına səbəb olur. Mexaniki qarışıqlar əksər hallarda çətin ayrılan emulsiyaların əmələ gəlməsinə yardımçı olur.

Neftin tərkibində mineral duzların kristal və ya suda məhlulu şəklində olması, həm neft emalı, həm də neft nəqledici avadanlıqların və boru kəmərlərinin korroziyaya uğramasını gücləndirir, emulsiyaların dayanıqlılığını artırır, emal prosesini xeyli çətinləşdirir.

Uyğun şəraitdə lay suyunun tərkibində olan maqnezium və kalsium xloridin bir hissəsi duz turşusu yaranmaqla, hidrolizə olunur. Kükürd birləşmələrinin parçalanması nəticəsində neftin emalı zamanı hidrogen sulfid ( $H_2S$ ) yaranır ki, bu da su mühiti olduqda güclü korroziya əmələ gətirir. Suda

həll olunmuş hidrogen xlorid də metalın yeyilməsinə səbəb olur. Suyun tərkibində hidrogen sulfid və duz turşularının olması, korroziyanın intensivliyini xüsusən artırır.

Yuxarıda qeyd olunan səbəblərdən neftin nəqlə hazırlanması zərurəti yaranır. Beləliklə, neftin nəqlə hazırlanması dedikdə ondan mexaniki qarışıqların, suyun, duzun və qazın ayrılması nəzərdə tutulur.

Neftin nəqlə hazırlanması keyfiyyəti mövcud standartlara əsasən yerinə yetirilir və keyfiyyətə qoyulan əsas tələblər cədvəl 3.1-də verilmişdir.

**Cədvəl 3.1**

***Neftin hazırlanmasının keyfiyyətinə qoyulan əsas tələblər***

<b><i>Göstəricilər</i></b>	<b><i>Neftin qrupu</i></b>		
	<b><i>I</i></b>	<b><i>II</i></b>	<b><i>III</i></b>
<b><i>Suyun miqdarı, %-dən çox olmamaqla</i></b>	<i>0,5</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<b><i>Xlor duzlarının miqdarı, mq/ l çox olmamaqla</i></b>	<i>100</i>	<i>300</i>	<i>1800</i>
<b><i>Mexaniki qarışıqların miqdarı, % çox olmamaqla</i></b>	<i>0,05</i>	<i>0,05</i>	<i>0,05</i>
<b><i>Təhvil məntəqəsində neftin temperaturunda doymuş buxarların təzyiqi, Pa çox olmamaqla</i></b>	<i>66650</i>	<i>66650</i>	<i>66650</i>

Mədənlərdə istehsal olunan təbii qazların da, tərkibində əlavə qarışıqlar olur.

Bu qarışıqlar əsasən bərk hissəciklər (qum, gil, korroziyadan yaranan hissəciklər), ağır karbohidrogenlərin kondensatı, su buxarları, hidrogen sulfid, karbon iki oksid və təsirsiz qazlardan ibarətdir.

Qazda bərk hissəciklərin olması qazla təmasda olan kompressor hissələrinin tez yeyilərək sıradan çıxmasına səbəb olur. Bərk hissəciklər qaz kəmərlərində siyirtmələri, nəzarət-ölçmə cihazlarının sıradan çıxarır, kəmərin

ayrı-ayrı yerlərində toplanaraq canlı kəşik sahəsinin kiçildir, qaz yandırılan qurğuların işini pisləşdirir.

Qazın tərkibində olan maye hissəcikləri (su, kondensat) kəmərin çökək hissələrində yığılır, en kəşik sahəsinə kiçildir, bundan əlavə borunun siyirtmə və cihazların korroziyaya uğramasına şərait yaradır. Qazda olan nəmlik qaz kəmərinə bərk kristallar şəklində çökən hidratın əmələ gəlməsinə gətirib çıxarır. Bəzi hallarda əmələ gələn hidrat tıxacları qaz kəmərinə tam bağlaya da bilər.

Qazın tərkibində rast gəlinən hidrogen sulfid qazı çox zərərli qarışıqdır. İş zonasının havasında onun qatılığı  $0,01 \frac{mq}{\ell}$ -dən çox olduqda o artıq zəhərli hesab edilir. Bu qaz nəmlik olduqda metalları çox intensiv şəkildə korroziyaya uğradır. Karbon iki oksid qazının olması isə qazın yanma istiliyini xeyli azaldır.

Yuxarıda qeyd olunan zərurətlərə görə təbii qaz magistral qaz kəmərinə verilməzdən öncə hazırlıq mərhələsindən keçməlidir. Yəni, qaz qurudulmalı və zərərli qarışıqlardan təmizlənməlidir. Bundan əlavə, təbii qaz odarizasiya da olunmalıdır ki, qaz sızmaları baş verdikdə onu tez aşkar etmək mümkün olsun. Bu məqsədlə qaza kəskin və xoşagəlməz iyə malik olan odarant (məsələn, merkaptan) qatırlar ki, bu da **qazın odarizasiyası** adlanır.

Qazın nəqlə hazırlanması qaz kəmərinin baş tikililərində yerləşən xüsusi qurğularda aparılır. Nəqlə hazırlıq mərhələsini keçən qaz iqlim şəraiti nəzərə alınmaqla magistral qaz kəməri ilə nəql olunan təbii qaza olan sahə standartlarının tələblərinə uyğun olmalıdır.

### **3.2. Neft emulsiyalarının yaranması**

Neftin sudan təmizlənməsi (deemulsasiyası)  sulunu düzgün seçmək   n emulsiyanın yaranması mexanizmini və onun xassələrini bilmək vacibdir. Emulsiyanın yaranması, neft laydan quyu ađzına dođru hərəkət edən zaman bařlanır v  m d n kommunikasiyalarında sonrakı hərəkəti zamanı davam edir. Yəni, emulsiya neftin və suyun fasiləsiz qarıřması bař verən yerlərdə yaranır. Quyuda emulsiyanın yaranması intensivliyi neftin çıxarılması üsulundan çox asılıdır ki, bu da  z növbəsində yatađın xarakterindən, onun istismar dövründən v  neftin özünün fiziki–kimyəvi xassələrindən asılıdır.

Hal–hazırda istənilən yatađ fontan, kompressor v  dərinlik nasosları üsullarından biri ilə istismar olunur.

Neft yatađının ilkin istismarı d vr    n xarakterik olan fontan üsulunda neftin quyudan intensiv çıxarılması bař verir. Quyunun qaldırıcı borularında neftin su ilə qarıřması intensivliyi neftdə həll olunmuř qazın ayrılması ilə artır ki, bu da neft-su qarıřıđının ilkin hərəkəti mərhələsində emulsiyanın yaranması ilə nəticələnir.

Kompressor istismar üsulunda quyularda emulsiyanın yaranması səbəbi isə fontan quyularında olduđu kimidir. Quyuya qaz əvəzinə hava vurulark n (erlift üsulu), asfalt-qətran hissəciklərinin yaranması ilə ađır karbohidrogenlərin bir hissəsinin oksidl řm si bař verir və bu da xüsusən mənfi təsir göstərir.

Neftin dərinlik nasosları ilə çıxarılması üsulunda emulsiyanın yaranması klapan qutularında, klapanların  z nd , nasosun silindrində, nasos řtanqlarının qalxma–enmə hərəkəti zamanı qaldırıcı borularda bař verir.

Emulsiyalarda iki fazanın–daxili və xarici fazaların bir-birindən fərqləndirilməsi qəbul olunmuřdur. Hər hansı mayenin xırda damcılarının yerl řdiyi digər maye xarici faza, dispersiyalı, yaxud bütöv mühit adlanır.

Kiçik damcılar şəklində mayenin dispersiyalı mühitin daxilində paylanması daxili və ya *dispersli faza* adlanır.

Xarici mühit və daxili faza xarakterinə görə emulsiyalar iki tipə ayrılır: neft suda (n/s) və su neftdə (s/n). Yaranan emulsiyaların tipi, əsasən iki fazanın həcmnin nisbətindən asılıdır; emulsiyanı təşkil edən mayelərdən həcmi böyük olanı xarici faza hesab olunur. Təcrübədə çox vaxt (95 %) su neftdə (s/n) tipli emulsiyalara rast gəlinir. Neft suda (n/s) tipli emulsiyalarla müqayisədə üçüncü tip emulsiyalara-su neftdə suda tipli emulsiyalara da rast gəlmək olur. Neft-su emulsiyasının yaranmasına, fazaların nisbətindən başqa, emulqatorların, başqa sözlə emulsiyanın yaranmasına köməklik göstərən maddələrin təsiri də böyükdür. Onlar fazaların ayrılması sərhəddində səthi gərilməni azaldır və daxili fazanın hissəcikləri ətrafında möhkəm adsorbsiya örtüyünü yaradır. Suda həll olan emulqatorlar neft suda emulsiyasının yaranmasına yardımçı olur. Belə hidrofil (suda yaxşı islanan) emulqatorlara qələvi sabunlar, jelatin, kraxmal və s. aiddir.

Hidrofob emulqatorlar (neftdə həll olan) isə su neftdə (s/n) tipli emulsiyaların yaranmasına yardımçı olur. Belə emulqatorlara neftdə yaxşı həll olan üzvi turşuların qələvi-torpaq duzlarını, qətranları suya nisbətən neftdə daha yaxşı islanan gil və digər maddələri göstərmək olar.

### ***3.3. Neft emulsiyalarının əsas xassələri***

Neft emulsiyaları özlülük, disperslilik, sıxlıq, elektrik keçiriciliyi və dayanıqlılığı ilə xarakterizə olunur. Neft emulsiyalarının özlülüüyü çox geniş diapazonda dəyişir və neftin özünün özlülüüyü, emulsiyanın yaranma temperaturu, suyun və neftin emulsiyadakı miqdarı və emulsiyanın

temperaturundan asılıdır. Neft emulsiyaları qeyri-nyuton mayelərinə aid olduğu üçün onlar effektiv özlülüklə xarakterizə olunur.

Əgər neftin özünün xüsusiyyətində anomallıq varsa, onda emulsiyanın özlülüyünün anomallığı (xüsusən aşağı temperaturlarda) artır. Neft emulsiyalarının anomallığı, daxili fazanın hissəcikləri, məsələn, parafin kristallarının, fəza struktur qəfəsinin yaranması ilə izah olunur. Emulsiyada struktur qəfəsinin olması həm dinamik və həm də statik sürüşmə gərginliyinin yaranmasına səbəb olur. Neft emulsiyalarında özlülük anomallığının mövcudluğu temperatur şəraiti və suyun miqdarı ilə təyin olunur.

Hər bir neft emulsiyası özünün limit temperatur qiymətinə malikdir ki, həmin temperaturdan yuxarı qiymətlərdə emulsiyanın reoloji xüsusiyyətləri nyuton mayelərindəkinə uyğun olur, başqa sözlə, emulsiyanın özlülüüyü bütün sürət qradientlərində sabit qalır.

Emulsiyanın tərkibindəki suyun miqdarının artması ilə effektiv özlülük artır ki, nəticədə (s/n) emulsiyası (n/s) emulsiyası ilə əvəz olunur və özlülük kəskin azalır. Emulsiyanın özlülüüyünün azalmasına səbəb olan suyun neftdəki miqdarına uyğun nöqtə *inversiya nöqtəsi* adlanır.

Emulsiyaların reoloji parametrlərinin təyini məqsədilə qeyri-nyuton mayeləri üçün tətbiq olunan üsullardan istifadə olunur.

Emulsiyanın özlülüüyünün analitik yolla təyin etmək üçün bir sıra tədqiqatçılar tərəfindən müxtəlif düsturlar təklif olunmuşdur. Belə analitik ifadələrə nümunə olaraq Eynşteyn düsturunu

$$\mu_0 = \mu(1 + 2,5\varphi) \quad (3.1)$$

və Teylor düsturunu

$$\mu_0 = \left[ 1 + 2,5\varphi \left( \frac{\mu_1 + 0,4\mu}{\mu_1 + \mu} \right) \right] \quad (3.2)$$

göstərmək olar. Burada  $\mu_0$  – emulsiyanın dinamik özlülüyü, Pa;  $\mu$  – dispersiyalı (xarici faza) mühitin dinamik özlülüyü, Pa;  $\varphi$  – dispers mühitin (daxili faza) emulsiyanın ümumi həcminə nisbəti.

Emulsiyanın dispersliliyi, daxili fazanın hissəciklərinin xarici mühitdə parçalanma dərəcəsidir. Disperslilik bir-biri ilə qarşılıqlı əlaqədə olan aşağıdakı üç kəmiyyətdən biri ilə xarakterizə olunur:

- damcılardan diametri  $d$ ;
- damcılardan diametrinin tərs qiyməti  $D = \frac{1}{d}$  (adətən, disperslilik

adlanır);

- hissəciklərin səthlərinin cəminin ümumi həcmə nisbəti olan xüsusi fazalararası səth.

Neft və suyun fiziki–kimyəvi xassələri və həmçinin emulsiyanın yaranma şəraitindən asılı olaraq damcılardan çox müxtəlif ölçülü, 0,1 mkm-dan bir neçə on millimetərə kimi ola bilər. Neft emulsiyaları maddə kommunikasiyalarından keçərək, müxtəlif hidrodinamiki şəraitdə olduqları üçün damcılardan parçalanması, həmçinin böyüməsi halları mümkündür. Əlavə amillərin (qızdırma, emulqatorlar) olması boru kəmərləri ilə nəql olunan emulsiyaların fazalara ayrılmasına da gətirib çıxara bilər.

Neft emulsiyalarının sıxlığı bir neçə mayenin qarışığı üçün məlum olan düstura əsasən təyin olunur:

$$\rho_e = \frac{1}{(1-0,01q)\rho_n + 0,01q\rho_s}, \quad (3.3)$$

burada  $\rho_e$ ,  $\rho_s$ ,  $\rho_n$  -uyğun olaraq verilmiş temperaturda emulsiyanın, suyun və neftin sıxlığı,  $kq/m^3$ ;  $q$  – neftdə suyun və həll olmuş duzların miqdarı olub, aşağıdakı kimi təyin olunur:

$$q = q_s / (1 - 0,1q_d),$$



harada ki,  $q_s$  – emulsiyada təmiz suyun miqdarı;  $q_d$  – suda həll olunmuş duzların miqdarıdır.

Təmiz neftin elektrik keçiriciliyi  $10^{-9} - 10^{-4} \frac{Sm}{m}$  intervalında v  təmiz suyun elektrik keçiriciliyi isə  $10^{-6} - 10^{-7} \frac{Sm}{m}$  arasında dəyişir. Başıqa sözlə, bu iki mayenin qarışığı yaxşı dielektrikdir. Lakin suda duz, yaxud turşuların kiçik miqdarda həll olması suyun, yəni emulsiyanın elektrik keçiriciliyini kəskin artırır. Neft emulsiyaları elektrik sahəsindən keçdikdə onların elektrik keçiriciliyi bir ne  dəfə də artır.

Emulsiyaların dayanıqlılığı, yaxud müəyyən müddət ərzində ayrı–ayrı tərkib komponentlərə ayrılmamaq qabiliyyəti, su-neft qarışıqları   n əsas göstərici hesab edilir. Dayanıqlıq n  qədər çox olarsa, neftin sudan ayrılması (deemulsiyası) bir o qədər  t nleşir. Adətən, neft emulsiyaları müxtəlif dayanıqlılığa malik olur.

Su–neft emulsiyalarının dayanıqlılığına aşığıdakı amillər böyük təsir göstərir:

Sistemin dispersliliyi, emulqatorların fiziki-kimyəvi xassələri, parçalanmış hiss ciklərd  elektrik yüklərinin olması, emulsiyanın temperaturu, lay sularının tərkibi.

Disperslilik n  qədər çox olarsa, emulsiyanın dayanıqlılığı bir o qədər çox olar.

Temperaturun artması ilə neftin özlülüyü azaldığından v  emulsiyanın dayanıqlılığı da azalır. Temperaturun təsiri yüksək parafinli neftlərdə  z n  daha qabarıq göstərir.

Lay sularının tərkibi də emulsiyaların dayanıqlılığına təsir göstərir. Lay suları kimyəvi tərkiblərinə görə də çox müxtəlifdirlər. Buna baxmayaraq, onları iki əsas qrupa ayırırlar:

Birinci qrupa sərt sular-tərkibində kalsium xlorid, yaxud kalsium-maqnezium xlorid birləşmələri olan sular;

İkinci qrupa–qələvi, yaxud natrium hidrokarbonatlı sular.

Lay sularında turşululuğun artması, dayanıqlılığın artmasına səbəb olur. Turşululuğu azaltmaq məqsədilə emulsiyaya qələvi əlavə edilir.

Emulsiyanın dayanıqlılığına təsir göstərən əsas amillər aşağıdakılardır:

- fazaların sıxlıqlarının nisbəti;
- neftin özlülüyü;
- su damcılarında müdafiə təbəqəsinin möhkəmliyi;

Yeni yaranmış emulsiyanın dayanıqlılığı daha azdır və ona görə də neftin duzdan və sudan təmizlənməsini mədənlərdə həyata keçirmək daha məqsədəuyğundur.

### ***3.4. Neftdən suyun ayrılmasının əsas üsulları***

Neft emulsiyalarının struktur quruluşunun dağıdılması aşağıdakı əməliyyatların ardıcıl olaraq həyata keçirilməsi ilə mümkündür:

- ayrı – ayrı damcıların birləşməsi;
- siper örtüklərin dağıdılması;
- su zərrəciklərini birləşdirilərək , damcı şəklinə salınması;
- damcıların birləşərək böyük su kütləsi yaratması və onun qurğunun dibinə çökdürülməsi.

Suyu neftdən ayırmağın bir neçə texnoloji üsulları da vardır. Üsulun seçilməsi neftin tərkibindəki suyun miqdarından və suyun hansı vəziyyətdə olmasından asılıdır. Bəzi hallarda «xam» neftin tərkibində olan su sərbəst şəkildə, yəni dispersiya olunmamış vəziyyətdə olur. Belə su neftdən

çökdürməklə ayrılır. Əksər hallarda isə su neftin tərkibində emulsiya şəklində olur. Belə emulsiyaların iki növü mövcuddur:

- mexaniki stabilləşmiş;
- səthaltı maddələrlə stabilləşmiş.

Stabilləşmiş emulsiyada su neftdən çox asan ayrılıb çökür. Dayanıqlı, xırda dispersiyalı stabilləşmiş emulsiyadan suyu ayırmaq isə çox mürəkkəb üsulların tətbiq edilməsini tələb edir. Belə üsullardan sürətlə isidilmə, kimyəvi hazırlama, elektrik təsiri və həmçinin qarışıq üsulları göstərmək olar.

Neftlərin duzsuzlaşdırılması yolu ilə sudan ayrılması prosesi eyni xarakter daşıyır. Belə ki, neftdən suyu ayırarkən, suyun tərkibində həll olunmuş duz da ayrılır. Əgər tam duzsuzlaşdırma zərurəti yaranarsa, onda neftə təmiz su qarışdırılır və bu da öz növbəsində neftin tərkibindəki duzu həll edir.

Çökdürmə üsulu ilə emulsiyalarda asılı vəziyyətdə olan su hissəcikləri sıxlıqların fərqli olmasından ayrılırlar. Asılı vəziyyətdə olan hissəciklərin çökmə sürəti Stoks düsturuna əsasən təyin olunur:

$$U_d = \frac{d^2(\rho_s - \rho_n)g}{18\mu_n}, \quad (3.4)$$

burada  $U_d$  – damcılardan çökmə sürəti;  $d$  – çökən su hissəciklərin diametri;  $\rho_s$  və  $\rho_n$  – uyğun olaraq su və neftin sıxlığı;  $\mu_n$  – neftin dinamik özlülüyü;  $g$  – sərbəstdüşmə təcili.

Stoks düsturu çökdürücünün divarının və çökən hissəciklərin özlülüyünün təsirini nəzərə almır və hərəkətsiz mühitdə damlaların çökməsi və ya üzə çıxmasını xarakterizə edir.

Adamar və Bond çökmə sürətinin təyini üçün daxili faza mayesinin özlülüyünü də nəzərə alan aşağıdakı ifadəni vermişlər:

$$U_d = d^2(\rho_s - \rho_n) \cdot g \cdot K / (18\mu_n);$$

$$K = 3(\mu_n + \mu_s)/(2\mu_n + 3\mu_s) \quad (3.5)$$

Hərəkət edən damcı üçün  $Re \leq 2$  olduqda, (3.5) düsturundan istifadə etmək olar.

Çökdürücünün layihələnməsi zamanı aşağıdakı düsturlardan da istifadə edirlər:

$2 < Re < 500$  olduqda ,

$$U_d = \frac{4}{55,5} g d \frac{(\rho_s - \rho_n)}{\rho_n} Re^{0,6} \quad (3.6)$$

$Re > 500$  olduqda isə,

$$U_d = 3 g d \frac{(\rho_s - \rho_n)^{\frac{1}{2}}}{\rho_n}, \quad (3.7)$$

burada  $Re = d U_d \cdot \rho_n / \mu_n$  - Reynolds ədədidir.

Yuxarıda qeyd olunan düsturlardan da görüldüyü kimi damlaların diametri böyüdükcə, mayenin özlülüyü azaldıqca, damlaların çökmə sürəti çoxalır.

Qeyd etmək lazımdır ki, neftin sudan təmizlənməsində həlledici rolu heç də su damlalarının çökmə sürəti deyil, müdafiə səthlərinin dağılma vaxtı və damlaların birləşərək böyük su kütləsinə çevrilməsi oynayır.

Göstərilən amillərin təyin edilməsi və onların təsir xüsusiyyətlərinin nəzərə alınması emulsiyanın ayrılması texnologiyasının seçilməsi və səmərəliliyinin artırılmasına böyük təsir göstərir.

Tətbiq ediləcək üsulların əsas prinsipləri aşağıdakılardır:

**1. Hazırlanmış emulsiyanın temperaturunun artırılması.** Bununla emulsiyanı təşkil edən mayelərin özlülüyü azalır və eyni zamanda görüş səthində səthi gərilmə azalır (neftdən suyun ayrılması məhz bu prinsipə əsaslanır).

**2. Ayrılan maye hissəciklərinin ölçülərinin artırılması.** Bunun üçün kimyəvi reagentlər tətbiq edilir və elektrik sahəsindən istifadə edilir.

**3. Ayrılan hissəciklərin hərəkət sürətinin artırılması.** Bunun üçün təbii ağırlıq qüvvəsini daha güclü mərkəzdənqaçma qüvvəsi ilə əvəz edilir.

**4. Çökdürücünün ümumi sahəsini saxlamaqla çökmə hündürlüyünün azaldılması.** Üfüqi çökdürücülərdə paralel lövhələrin və separatorlarda ayırıcı disklərin tətbiqi bu məqsədi daşıyır.

Emulsiyanın tərkibində asılı vəziyyətdə hissəciklərin olması, ayırmanın səmərəliliyini azaldır. Stabilləşmiş, dayanıqlı, xırda dispersli emulsiyaların mexaniki üsulla təmizlənmələri mümkün olmur.

Emulsiyaların ayrılması prosesinə hidravliki çökmə şəraiti (turbulentlilik, axınların konveksiyası, qarışma və s.) də mənfi təsir göstərir.

Neft emulsiyalarının təmizlənməsi üçün qarışıq üsulların tətbiqi (qravitasiya və termik, kimyəvi və elektrik) çox yaxşı səmərəli nəticələr verir.

### ***3.5. Neftin sudan mexaniki üsulla təmizlənməsi***

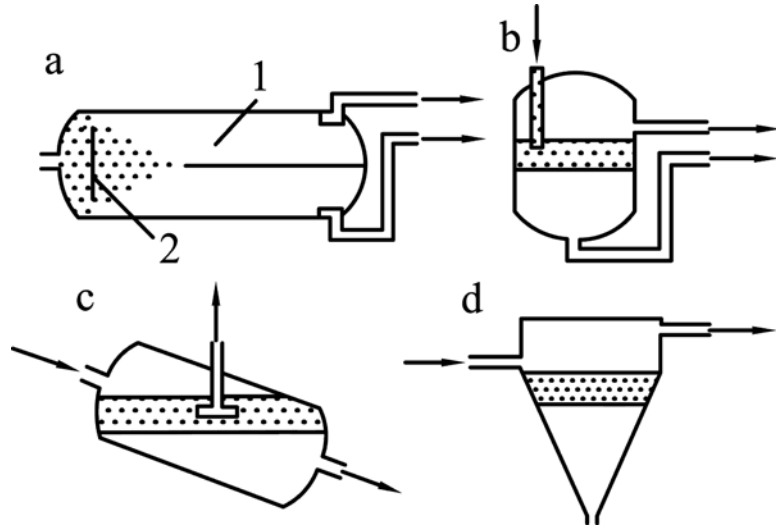
Neftin sudan təmizlənməsinin əsas mahiyyətini qravitasiyalı çökdürülmə təşkil edir. Çökdürülmənin iki növü-dövrü və fasiləsiz rejimləri tətbiq edilir və uyğun çökdürücülərlə həyata keçirilir.

Dövrü işləyən çökdürücü kimi adətən, silindrik çökdürücülər-çənlər (çökdürücü çənlər) tətbiq edilir. Təmizləmək üçün nəzərdə tutulan xam neft, paylayıcı boruların köməyi ilə çənlərə doldurulur. Çən doldurulduqdan sonra su çənin aşağısına çökür, neft isə yuxarı hissədə toplanır. Çökdürülmə prosesi hazırlanan neftin sakit vəziyyətində həyata keçirilir. Proses qurtardıqdan sonra neft və su çəndən boşaldılır. Çökdürücü çənlərin müsbət işi yalnız o zaman

əldə olunur ki, neftin tərkibində olan su sərbəst vəziyyətdə, yaxud iridamcılı stabilləşmiş halda olsun.

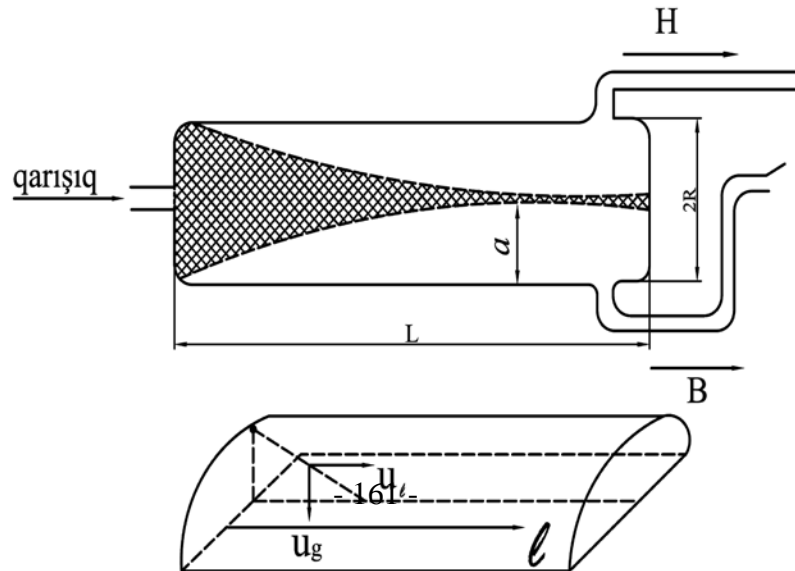
Fasiləsiz işləyən çökdürücülər üfüqi, şaquli, maili və konusvari olurlar (şəkil 3.1).

Üfüqi çökdürücülər uzununa və radial növlərinə ayrılır. Uzununa üfüqi çökdürücülər en kəsiyin formasına görə düzbucaqlı və dairəvi olurlar. Fasiləsiz işləyən qravitasiyalı çökdürücülərdə neftin hazırlanması kəsilməz axın üçün həyata keçirilir. Şəkil 3.2-də fasiləsiz işləyən üfüqi silindrik çökdürücülərin prinsipial sxemi göstərilmişdir.



**Şəkil 3.1. Fasiləsiz işləyən çökdürücülər**

*A -üfüqi; b -şaquli; c-maili; d-konusvari; 1-ayrılma səthi; 2-arakəsmə*



### *Şəkil 3.2. Üfüqi çökdürücünün prinsipial sxemi*

$H$  mayesində paylanmış  $B$  mayesinin emulsiyası çökdürücü çənə daxil edilir və ağırlıq qüvvəsinin təsirindən iki hissəyə ayrılır. Ayrılmış mayələr  $H$  və  $B$  boruları vasitəsilə çökdürücü çəndən xaric olur. Şəkil 3.2- də emulsiya sahəsi ştrixlənmişdir və bu sahə  $H$  mayesinin (yuxarı) zonasını  $B$  mayesinin (aşağı) zonasından ayırır. Şəkildə  $\alpha$  –fazaları ayıran zonanın sərhəddidir. Çökdürücünün kifayət qədər uzunluğu  $L$  olduqda, onun çıxış hissəsində emulsiyanı təşkil edən fazaların tam ayrılması baş verir. Bircinsli  $H$  mayesində hərəkət edən  $B$  mayesinin damcıları həm çökdürücü boyu  $H$  mayesinin axın qüvvəsinin və həm də  $B$  damcısı ( $\rho_{su}$ ) və  $H$  mayesinin ( $\rho_n$ ) sıxlıqlarının müxtəlifliyindən yaranan Arximed qüvvəsinin təsirinə məruz qalır.

Damcı çökdürücü boyunca hərəkət edən axının sabit  $U_l$  sürəti ilə irəliləyir və həm də sabit  $U_g$  sürəti ilə ağırlıq qüvvəsinin təsirindən aşağı enir.

Damcının enmə sürəti  $U_g$  Adamar düsturuna əsasən (Stoks qanununa uyğun olaraq) təyin oluna bilər. Ayırma səthindən ( $a$  səviyyəsi) yuxarıda yerləşən damcı  $r$ -səviyyəsindən hərəkətə başlayır və  $t_g = r/U_g$  zamanı müddətində ayırma səthinə çatır.

Axının sürəti  $U_l = Q/S$  ifadəsindən tapılır ( $Q$  və  $S$  -uyğun olaraq axının sərfi və en kəsik sahəsidir).

Əgər  $H$  və  $B$  mayələrinin ayırma sərhəddi çökdürücünün ortasında yerləşərsə, onda  $S = \pi R^2 / 2$  ( $R$ -silindrik çökdürücünün radiusudur).

$R \frac{U_l}{U_g} \leq L$  olduqda çökdürücüdə ayrılan damcılardan diametri:

$$d_0^2 \geq \frac{36}{\pi} \frac{\mu_n}{Kg\Delta\rho} \frac{Q}{RL}, \quad (3.8)$$

Burada,  $K = \frac{3}{2} \frac{\mu_s + \mu_n}{2\mu_n + 3\mu_s}$  - Adamar və Bonda görə Stoks düsturuna düzəlişdir;

$$\Delta\rho = \rho_s - \rho_n$$

Çökdürücünün səthinin  $S_g = 2RL$  olduğunu qəbul etsək, onda (3.8) düsturunu aşağıdakı şəkllə salmaq olar:

$$d_0^2 \geq \frac{72}{\pi} \frac{\mu_n}{Kg\Delta\rho} \frac{Q}{S_g} \quad (3.9)$$

Çökdürücüdə  $d \leq d_0$  olan damcılar emulsiyadan ayrılır. Alınmış düstur, dispers damcılarının birləşərək iriləşməsi müddətini nəzərə almadığı üçün nəzərə çarpacaq məhdudiyətlərə malikdir. Təmizlənən emulsiyanın ümumi sərfi ( $Q_{\text{UM}}$ ) üçün çökdürücülərin tələb olunan sayı  $N = \frac{Q_{\text{UM}}}{Q}$  ifadəsindən təyin olunur. Burada  $Q$  – bir çökdürücünün maksimal məhsuldarlığıdır.

### ***3.6. Termik üsulla neftin sudan təmizlənməsi***

Neftin sudan təmizlənməsinin əsas müasir üsullarından biri termik (yaxud, istilik) üsul hesab olunur və mahiyyəti ondan ibarətdir ki, çökdürülməzdən əvvəl neft qızdırılır. Su hissəciklərinin səthindəki siper layını təşkil edən maddənin özlülüyü temperatur artdıqca azalır və örtüyün



möhkəmliyi kiçilir, su damcılarının birləşməsi asanlaşır. Bundan başqa, temperatur artdıqca özlülüyün azalması çökmə zamanı hissəciklərin enmə sürətini artırır. Neftin termik üsulla sudan təmizlənməsi ayrıca üsul kimi nadir hallarda tətbiq edilir. Əksər hallarda bu üsul daha mürəkkəb kompleks üsulların tərkib hissəsi kimi, məsələn, termokimyəvi təmizləmə (kimyəvi reagentlərdən istifadə etməklə çökdürülmə), elektrik üsulu ilə işlənmənin və digər kombinə edilmiş təmizləmə üsullarının tərkibində istifadə olunur.

Neftin qızdırılması qaz ayrıldıqdan sonra və neft emulsiyası çökdürücüyə daxil edilməmiş xüsusi qızdırıcı qurğularda həyata keçirilir. Qızdırma temperaturu, su-neft emulsiyalarının xüsusiyyətlərindən və təmizlənmə sisteminin qəbul edilmiş elementlərindən asılı olaraq təyin olunur.

### ***3.7. Kimyəvi üsulla neftin sudan təmizlənməsi***

Neft sənayesində kimyəvi reagentlərin köməyi ilə neft emulsiyalarının ayrılmasına əsaslanan-neftin sudan təmizlənməsi üsulu çox geniş tətbiq edilir. Kimyəvi təmizləmənin səmərəliliyi tətbiq olunan reagentin tipindən asılıdır. Reagentin seçilməsi isə, öz növbəsində su-neft emulsiyasının tipindən və təmizlənəcək neftin xüsusiyyətlərindən asılıdır. Demulqator-reagentlərin seçilməsi istənilən, xüsusi laboratoriya və mədən tədqiqatları vasitəsilə həyata keçirilir.

Digər kombinə edilmiş üsullar kimi, kimyəvi təmizlənməyə, qravitasiyalı çökdürülmə də daxildir. Təmizlənmə üçün nəzərdə tutulan emulsiyaya demulqator -reagent daxil edilir, onunla qarışdırılır, sonra isə çökdürülmə yolu ilə neftdən suyun ayrılmasına şərait yaradılır. Bu zaman həm dövri və həm də fasiləsiz təmizləmə üsulu tətbiq oluna bilər. Adətən, fasiləsiz

təmizləməyə daha çox üstünlük verilir. Neftin sudan kimyəvi üsul ilə təmizlənməsinin üç üsulu mövcuddur:

- sudan təmizlənmə neft quyularında həyata keçirilməyə əsaslanır (quyudaxili deemulsasiya), hansı ki, reagent emulsiyaya bilavasitə quyuda daxil edilir;

- sudan təmizlənmə neftin yığılmasını həyata keçirilən boru kəmərlərində yerinə yetirilir (yolüstü deemulsasiya), burada reagent neft yığım kollektorunun başlanğıcında emulsiyaya daxil edilir;

- deemulsasiya və neftin təmizlənməsi bilavasitə çökdürücü çənlərdə yerinə yetirilir. Bu zaman çökdürücü çənə doldurulmuş emulsiyaya əlavə edilir.

Birinci iki üsul müəyyən üstünlüyə malikdir və daha səmərəli hesab olunur.

### ***3.8. Süzülmə üsulu ilə neftin sudan təmizlənməsi***

Dayanıqsız neft emulsiyalarının təmizlənməsi maddələrin müxtəlif mayelərlə selektiv islanması hadisəsinə əsaslanan süzülmə üsulu tətbiq edilir. Süzülmə layının materialı kimi suyu çıxarılmış qum, çınqıl, şüşə qırıntıları, şüşə parça, ağac və həmçinin metal yonqarından və s. istifadə edilir. Əksər hallarda suda islanan və neft ilə təması olmayan şüşə parça tətbiq olunur. Digər tərəfdən şüşə parçalar uzun müddətli işləmək qabiliyyətinə malikdir. Süzgəc materiallar aşağıdakı əsas xüsusiyyətlərə malik olmalıdırlar: su ilə yaxşı islanmalı; yüksək möhkəmliyə malik olmalı; damcılarla əks işarəli elektrik yükünə malik olmalı. Belə olduqda damcılar böyüyür və aşağı tökülür, neft isə süzgəcdən sərbəst keçir.

Süzən qurğular adətən, ölçüləri emulsiyanın özlülük xüsusiyyətləri və təmizlənəcək neftin həcmindən asılı olaraq təyin edilən kalon şəklində olur. Süzülmə ilə neftin sudan təmizlənməsi üsulu, məhsuldarlığın aşağı, avadanlıqların böyüklüyü və süzgəc materiallarının tez-tez sıradan çıxması ucbatından çox nadir hallarda tətbiq edilir. Süzülmə üsulunu digər üsullarla birgə tətbiq etmək daha səmərəlidir.

### ***3.9. Termo– kimyəvi deemulsasiya***

Termo – kimyəvi üsul siper örtüyünün möhkəmliyini azaldır, bəzən isə onu tam dağıdır və nəticədə neft emulsiyasının ayrılması prosesini sürətləndirir və ucuz başa gəlir. Hal-hazırda 80% su-neft emulsiyaları termo-kimyəvi üsulla hazırlanır. Üsulun geniş tətbiq edilməsinə aşağıdakı amillər təsir göstərir:

- avadanlıq və cihazları dəyişmədən, suyun neftdəki miqdarından asılı olmayaraq neftin hazırlanmasının mümkünlüyü;
- qurğuların sadəliyi;
- avadanlığı dəyişmədən, təmizlənəcək emulsiyanın xassəsindən asılı olaraq deemulqatorları dəyişdirməyin mümkünlüyü;

Bu üsulun bəzi mənfi cəhətləri də vardır: ayırıcı emulqatorların baha olması və böyük istilik sərfi. Praktikada neftin sudan və duzlardan təmizlənməsi 50-100 °C temperaturda yerinə yetirilir. Çox yüksək temperaturlarda aparılan proses isə böyük təzyiq altında həyata keçirilir. Bu

isə öz növbəsində avadanlıqların divarının qalın olmasını, böyük metal sərfini tələb edir.

Neft emulsiyasına təsirindən asılı olaraq mövcud deemulqatorlar elektrolitlərə, qeyri-elektrolitlərə və kolloidlərə ayrılırlar. Deemulqatorlar emulsiyanın fazalarından birində (neft və ya suda) yaxşı həll olmalı, səthi aktivliyə malik olmalı, metala görə inert (təsirsiz) olmalı, neftin keyfiyyətini pisləşdirməməli, həmçinin ucuz başa gəlməklə, imkan daxilində universal olmalıdır.

Qeyd etmək lazımdır ki, emulsiyaların ayrılması üçün tək deemulqatorun əlavə edilməsi kifayət deyil, onun, həmçinin emal olunan emulsiya ilə tam təmasda olmasını təmin etmək lazımdır. Bu məqsədlə intensiv turbilizasiya və emulsiyanın qızdırılması üsulundan istifadə olunur.

### ***3.10. Elektrik üsulu ilə neftin sudan təmizlənməsi***

Elektrik üsulu ilə neftin sudan təmizlənməsi zavod təcrübəsində daha geniş tətbiq olunur, nəinki neft mədənlərində.

Bu üsulun əsas üstün cəhətlərindən biri ondan ibarətdir ki, digər üsullarla (termiki, kimyəvi) bir yerdə tətbiq olunur və ya yaxşı nəticə verir.

Neft emulsiyalarının elektrik sahəsində parçalanması mexanizmi onunla əlaqədardır ki, induksiya nəticəsində damlaları elektrik sahəsinin zənciri boyu dartılır. Əsas və induvidual sahələrin təsiri altında damlalar nizamlı hərəkət edir və toqquşaraq iri damlalara çevrilir.

Emulsiyalar elektrik sahəsindən keçərkən elektrik yükü ilə yüklənmiş damlalar elektrodlara tərəf can atırlar. Lakin gərginliyin dəyişməsi hesabına su damlaları əsas sahəyə sinxron olaraq hərəkət etməyə başlayır və ona görə də həmişə rəqsi hərəkətdə olur. Bu zaman damlaların formaları fasiləsiz olaraq

dəyişir. Məhz bununla əlaqədar olaraq damlaların adsorbsiya örtüklərinin parçalanması baş verir ki, bu da onların toqquşması zamanı birləşərək böyüməsini asanlaşdırır.

Təhlil göstərir ki, elektrik sahəsinin hesabına neft emulsiyalarının parçalanması (deemulsasiyası) sabit cərəyana nisbətən dəyişən cərəyan olduqda bir neçə dəfə səmərəli olur.

Elektriklə deemulsasiya prosesinə emulsiyanın özlülüyü, sıxlığı, dispersliyi, suyun miqdarı, elektrik keçiriciliyi, həmçinin adsorbsiya örtüklərinin möhkəmliyi çox təsir göstərir. Ancaq ən çox təsir edən amil elektrik sahəsinin gərginliyi hesab edilir.

Elektrik deemulsatorlarında gərginlik 10.000-dən 45000 V-a qədər dəyişir.

### ***3.11. Neftin stabilləşdirilməsi (qazsızlaşdırılması)***

Yataqlardan çıxarılan neftin tərkibində müxtəlif miqdarlarda həll olmuş şəkildə yüngül karbohidrogenlər (metan, etan, propan və s.) digər qazlar (azot, oksigen, hidrogensulfid və s.) olur ki, bunlara da **səmt qazları** deyilir. Neftin quyuyu dibindən neftayırma zavodunadək hərəkəti zamanı yığılma və nəql sisteminin kifayət qədər hermetik olmaması ucbatından onda həll olan qazlar tez-tez itirilir və neftin yüngül fraksiyalarının itkisi baş verir. Metan, etan, propan kimi yüngül fraksiyaların buxarlanması zamanı qismən də olsa butan, pentan və s. kimi ağır karbohidrogenlər də onlarla aparılır.

Neft itkisini aradan qaldırmaq mümkündür və bu bütün hərəkət boyu tam hermetikliyə nail olmaqla əldə edilə bilər. Lakin mövcud yığılma və nəql sistemlərinin bəzi təkmil olmayan cəhətləri nefti emal məntəqələrinə yüngül fraksiyaların itkisi olmadan çatdırmağa imkan vermir. Odur ki, qazın və neftin

yüngül fraksiyalarının neft mədənlərində ayrılması və onların sonradan emal üçün göndərilməsi çox vacibdir. Neftin itkisi ilə əsas mübarizəni onun quyudan çıxan anından başlamaq lazımdır. Yüngül fraksiyaların itkisini ləğv etmək karbohidrogenlərin yığılımı və nəqli üçün rəşional sistemlərin tətbiq olunması, həmçinin neftin stabilləşdirilməsi (qazsızlaşdırılması) məqsədilə qurğuların tikilməsi ilə mümkündür. Neftin stabilləşdirilməsi dedikdə normal şəraitdə qaz halında olan yüngül karbohidrogenlərin sonradan neft-kimya sənayesində istifadə üçün neftdən çıxarılması nəzərdə tutulur.

Neftin stabilləşdirilmə dərinliyi, yəni yüngül fraksiyaların neftdən ayrılması dərəcəsi hər bir konkret yataq üçün əsasən çıxarılan neftin həll olan qazın miqdarı, ayrılan fraksiyaların istifadə olunmasının mümkünlüyü, mədənlərdə neftin və qazın yığılıması texnologiyası, stabilləşdirilmiş neftin özlülüyünün artması hesabına onun nəqlinə çəkilən xərclərin artması və s. amillərdən asılıdır.

Hal-hazırda neftlərin stabilləşdirilməsi üçün iki müxtəlif üsul mövcuddur:

- separasiya;
- rektifikasiya.

Separasiya yüngül karbohidrogen və digər qazların təzyiqin azaldılması (və ya temperaturunun artırılması) hesabına neftdən ayrılması deməkdir. Separasiya bir və ya çox pilləli ola bilər və əksər hallarda neftin əvvəlcədən qızdırılması ilə aparılır.

Rektifikasiya isə bir və ya bir neçə dəfə qızdırma nəticəsində neftdən yüngül fraksiyaların ayrılması və verilən stabilləşdirilmə dərinliyinə kimi karbohidrogenlərin ayrı-ayrılıq kondensləşməsidir.

### ***3.11.1. Separatorlar və onların konstruktiv xüsusiyyətləri***

Neft mədənlərində neftin stabilləşdirilməsi məqsədilə əsasən *separasiya üsulu* tətbiq olunur. Bu məqsədlə xüsusi qurğular-separatorlardan istifadə olunur.

Separatorada təzyiqi kəskin aşağı saldıqda sərbəst qazla aparılan ağır karbohidrogenlərin miqdarı xeyli azalır. Neftin separatoradan tez keçməsi zamanı isə neftdə qalan yüngül karbohidrogenlərin miqdarı çoxalır. Neft mədənlərində tətbiq olunan çoxpilləli separasiya sistemi birinci pillədə metanın, sonrakı pillələrdə isə ağır karbohidrogenlərdən ibarət olan yağlı qazın alınmasına imkan verir. Bu zaman metan qazı xüsusi ehtiyacların ödənilməsi və ya tələbatçıya, yağlı qaz isə sonrakı emal üçün qaz -benzin zavoduna göndərilir.

Separasiya qurğularında, qismən də olsa, suyun neftdən ayrılması prosesi də baş verir. Tətbiq olunan separator qurğuları çox müxtəlif olur. Separatorlar: iş prinsipinə görə-qravitasiyalı, mərkəzdənqaçma (hidrotsiklonlu), jalüzlü, ultrasəsli və s.; həndəsi formalarına görə və fəzada vəziyyətinə görə-silindrik, sferik, şaquli, horizontal və maili; işçi təzyiqinə görə -yüksək (2,5 MPa-dan çox ), orta (0,6-2,5 MPa), aşağı (0-0,6 MPa) və vaakumlu; təyinatına görə-ölçü və işçi; yığım sistemində yerləşməsinə görə isə-I, II, separasiyanın sonuncu pilləsi kimi növlərə və tiplərə bölünür.

Növündən və tipindən asılı olmayaraq bütün separatorlarda texnoloji əməliyyatlara görə 4 seksiya olur: I-neftdən qazın ayrılması baş verən əsas separasiya; II-separasiya seksiyasından neftlə birlikdə aparılan qaz qabarcıqlarının ayrılması üçün nəzərdə tutulan çökdürücü; III-separatoradan neftin yığılması və çıxarılması üçün nəzərdə tutulan seksiya; IV- qaz axını ilə

aparılan neft damllarını tutmaq və qazın çıxarılmasına xidmət edən və qurğunun yuxarı hissəsində yerləşən damlatutan seksiya.

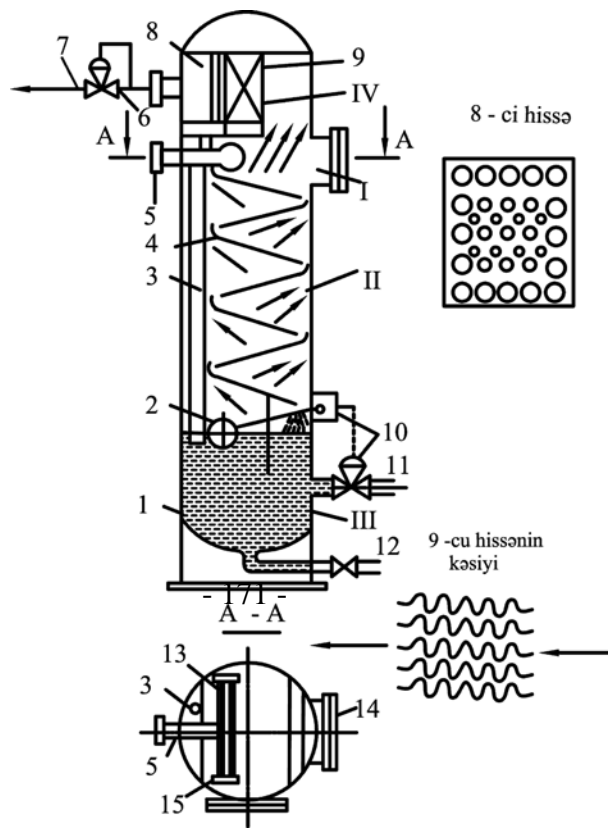
Separator qurğularının səmərəliliyi qazla aparılan mayenin və separasiyadan sonra neftdə qalan qazın miqdarı ilə xarakterizə olunur. Bu göstəricilər nə qədər aşağı olarsa, qurğunun səmərəliliyi o qədər çox olacaqdır.

İndi isə neft mədənlərində tətbiq olunan separatorların konstruktiv xüsusiyyətlərinə baxaq.

**Şaquli silindrik qravitasiyalı separator**da (şəkil 3.3.) qaz -neft qarışığı paylayıcı kollektora daxil olur və yarıq çıxışından əsas separasiya seksiyasına keçir.

Çökdürücü seksiyada neftin maili müstəvi ilə axması zamanı ondan qaz qabarcıqlarının ayrılması baş verir. Qazdan azad olmuş neft, neftin yığım seksiyasına daxil olur və oradan borucuq vasitəsi ilə separatoradan çıxarılır.

Maili müstəvidə neftdən ayrılan qaz damlları tutan seksiyadan keçdikdən sonra boru xətti ilə separatoradan xaric olur. Bu zaman ağırlıq qüvvəsinin təsiri altında çökməyə imkan tapmayan, qaz axını ilə aparılan neft damlları jalüzlu çərçivədə divara yapışaraq drenaj borusu ilə neftin çıxarılması seksiyasına tökülür.



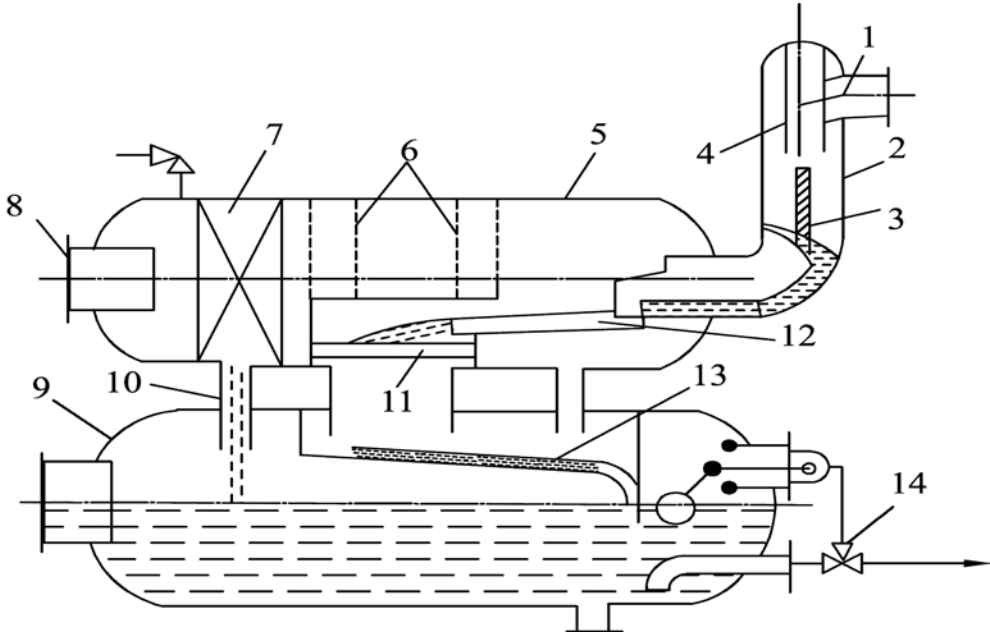


### **Şəkil 3.3. Şaquli silindrik separatorlar**

1-gövdə; 2-üzgəc; 3-drenaj borusu; 4-maili lövhələr; 5-qaz -maye qarışığını daxili etmək üçün boru; 6-təzyiq tənzimləyicisi «özünə qədər»; 7-qazın çıxışı; 8-qazın sürətini tənzimləmək üçün arakəsmə; 9-jalüz; 10-səviyyə tənzimləyicisi; 11-nefti xaric etmək üçün boru; 12-çirklərin xaric edilməsi; 13-paylayıcı kollektorlar; 14-lyuk 15-bağlayıcı seksiyalar: I-separasiya; II-çökdürücü; III-neftin toplayıcısı; IV-damlatutucu

**İkiçəlləkli hidrotsiklon separator** (şəkil 3.4) neft mədənlərində separasiyanın 1-ci pilləsində işlədilir.

Qazla doymuş neft hidrotsiklon başlığına tangensial olaraq daxil olur,



### **Şəkil 3.4. İkiçəlləkli hidrotsiklonlu separator**

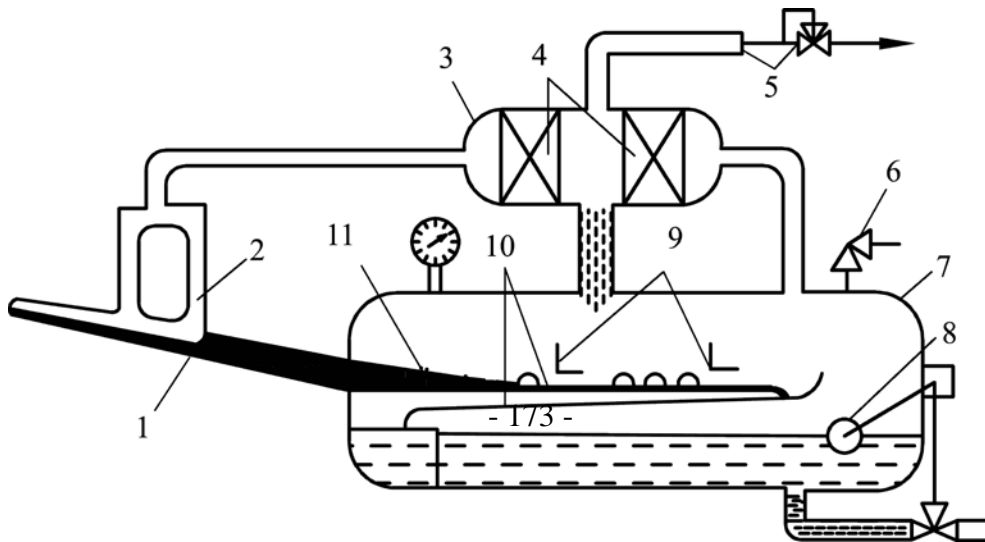
*1-qaz-neft qarışığının tangensial daxil edilməsi; 2-hidrotsiklonun başlığı; 3-qaz əksetdirici lövhə; 4-istiqamətləndirici boru; 5-separatorun yuxarı tutumu; 6-maye damlalarının tutmaq üçün deşikli tor; 7-jalüzlü ucluq; 8-qazın çıxış borusu; 9-hidrotsiklonun aşağı tutumu; 10-drenaj borusu; 11-künc çiləyiciləri; 12- yönəldici lövhə; 13-arakəsmə; 14- səviyyə tənzimləyici.*

harada ki, mərkəzdənqaçma qüvvələrinin hesabına neft və qazın müstəqil axınlara ayrılması baş verir.

Qazsızlaşan neft hidrotsiklonun aşağı tutumunda yığılır və müəyyən həcmə çatan kimi üzgəc tənzimləyicisi icraedici mexanizmin köməyi ilə qazsız nefti atqı boru xəttinə yönəldir. Neftdən ayrılan qaz isə hidrotsiklonun yuxarı tutumunda perforasiyalı şəbəkədən keçərək maye (neft) damlalarından azad olur. Beləliklə, qazdan azad olan maye drenaj xətti (10) ilə aşağı tutuma (9) yığılır.

Yığılm kollektorunda qaz-neft qarışığının hərəkəti zamanı təzyiqin düşməsi qazın neftdən qismən ayrılmasına səbəb ola bilər. Bu halda separasiya qurğusuna qaz və nefti ayrı-ayrı axınlarla vermək olar.

Bu cür prinsip əvvəlcədən qazın çıxarılması ilə işləyən bloklu separasiya qurğularında istifadə olunur (şəkil3.5.).



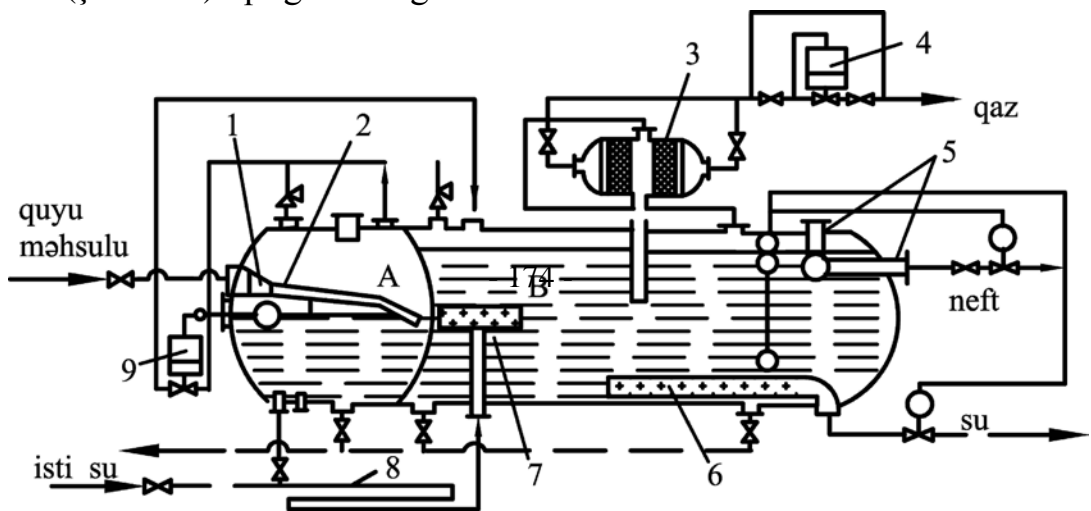
**Şəkil 3.5. Qazın ilkin ayrılması qurğusu və jalüzlü ucluğu olan separator**

1-separatora daxil olan boru kəməri; 2-qazın ilkin ayrılması üçün qurğu; 3-damla tutucu; 4-jalüzlü ucluq; 5-təzyiq tənzimləyicisi olan qaz kəməri; 6-qoruyucu klapan; 7-separatorun gövdəsi; 8-üzgəc; 9-köpüksöndürən; 10-maili lövhələr; 11-diffuzor

Quyudan gələn qaz-maye qarışığı giriş boru kəmərinin maili hissəsində yerləşən əvvəlcədən qazı çıxaran qurğuya daxil olur. Çıxarılan qaz damlatutandan keçərək nəmlikdən azad olur. Neftdən ayrılma bilməyən qaz onunla birlikdə texnoloji tutuma daxil olur. Bu zaman diffuzor və maili müstəvilərdə axının sürəti kiçilir və intensiv qaz ayrılması baş verir.

Texnoloji tutumda ayrılan qaz da damlatutandan keçir və damla nəmliyindən azad olur.

Qeyd etmək lazımdır ki, hal-hazırda neftlərin hazırlanması qurğularına verilməsindən əvvəl sudan və qazdan azad olması üçün çoxlu sayda qurğu və avadanlıqlar tətbiq olunur. Bu cür qurğular separator-deemulqatorlara daxil olan suyun həcmi, həmçinin, su-neft emulsiyalarının qızdırılması və emalına çəkilən xərcləri azaltmağa imkan verir. Belə qurğulara misal olaraq, UPS - 300/6 (şəkil 3.6) qurğusunu göstərmək olar.



### ***Şəkil 3.6. UPS 3000/6 qurğusunun texnoloji sxemi***

Quyu məhsulu saplo borusu (1) vasitəsilə A bölməsinə daxil olur və neft dağılması rəfində (2) qazın əsas həcmnin maye fazadan ayrılması baş verir. Ayrılan qaz səviyyə tənzimləyicisindən (9) B bölməsinə buraxılır. A və B bölmələri arasında təzyiq tənzimləyicisinin (4) köməyi ilə təzyiqlər fərqi 0,2 MPa-dək sabit saxlanılır. Bunun hesabına su-neft emulsiyası damla əmələ gətirəndə (8) qaynar su ilə qarışdırıldıqdan sonra giriş paylayıcısından (7) keçərək B bölməsinə daxil olur. Qaynar su neftin termokimyəvi hazırlanması qurğusundan sonra daxil olur və tərkibində qalıq deemulqator olur.

B bölməsindən qaz damlaçökdürücüsündən (3), neft ştuserindən (5), su isə perforasiya olunmuş boru xəttindən (6) keçməklə çıxarılır.

### ***3.12. Neftin hazırlanması qurğularının texnoloji sxemləri***

Neftin və səmt qazının yığılması və hazırlanması, quyu ağzının yaxınlığından başlayır və neftin, qazın hazırlanması qurğularında başa çataraq, bütöv bir texnoloji sistem təşkil edir. Yığım və hazırlıq sistemləri aşağıdakı əsas tələbləri ödəməlidir:

- yüksək səmərəli olmalı;

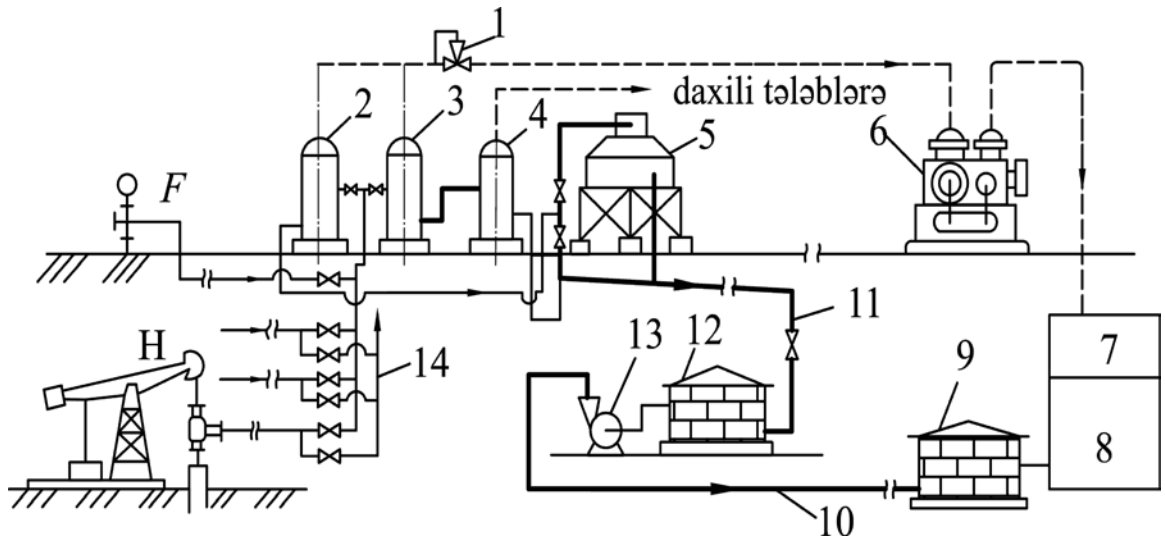
- yığım və hazırlıq prosesində neft və qaz itkilərini tam aradan qaldırmağa imkan verməli;
- bütün kompleks tikililər başa çatana kimi mədən hissələrinin istismara verilməsi mümkün olmalı;
- istismar zamanı etibarlı olmalı;
- bütün sistemin avtomatlaşdırılması və telemexanizasiyası mümkün olmalıdır.

Hal-hazırda neftin hazırlanması üzrə çoxlu sayda texnoloji sxemlər mövcuddur ki, bunlarda neftin və qazın yığılması sistemləri ilə birgə baxılır. Bu sxemlərdən ən geniş yayılan iki sxemə baxaq.

### ***3.12.1. Neftin, qazın və suyun ikiborulu, özü axımlı yığım sistemi***

Bu texnoloji yığım sxemi keçmiş SSRİ ərazisində ən geniş yayılmışdır və bu günə kimi bir çox mədənlərdə tətbiq olunur.

Adı çəkilən yığım sisteminin texnoloji sxemi şəkil 3.7-də göstərilmişdir. Həmin sxemə uyğun olaraq qurğulardan gələn neft əvvəlcə təzyiqi 0,6 MPa olan trapın 1-ci pilləsinə, sonra isə 2-ci pilləsinə daxil olur. Qaz öz təzyiqi altında kompressor stansiyasına, sonra isə qaz-benzin zavoduna nəql edilir. İkinci pillədən alınan qaz yerli ehtiyaclar üçün



**Şəkil 3.7. Neftin, suyun və qazın ikiborulu özüaxımlı yığım sistemi**  
 1-girişdə təzyiqli tənzimləyicisi; 2 -ölçü trarı; 3, 4- uyğun olaraq 1-ci və 2-ci pilləli trarlar; 5- ölçən qurğusu; 6-kompressor; 7-qaz-benzin zavodu; 8-neftin hazırlanması qurğusu; 9-məhsul çənləri; 10-yığım kollektoru (su və neft); 11- özüaxan yığım kollektoru (neft və su); 12-sahə çəni; 13-mərkəzdənqaçma nasosu; 14 –paylayıcı batareya; F və N - uyğun olaraq fontan və nasos quyuları

istifadə olunur və məşəllərdə yandırılır.

Trarın 2-ci pilləsindən sonra neft su və qalan qazla birlikdə ölçmə cihazından keçərək sahə yığım məntəqəsinin çənlərinə daxil olur və oradan nasosla neftin hazırlanmasına mərkəzi qurğularının xam neft çənlərinə nəql edilir. Sahə yığım məntəqələrində olduğu kimi bu çənlər də hermetik olmur. Özü axımlı bu cür yığım sistemlərində neftin nəqli boru kəmərinin başlanğıc və sonundakı hündürlüklər fərqi hesabına təmin edildiyi üçün enerji xərcləri olmur. Lakin neftin debitinin artması və özlülüyünün çoxalması zamanı baxılan texnoloji sistemlərdə xeyli rekonstruksiya olunması tələb olunur. Belə ki, qaz tıxaclarının qarşısını almaq üçün boru kəmərlərində



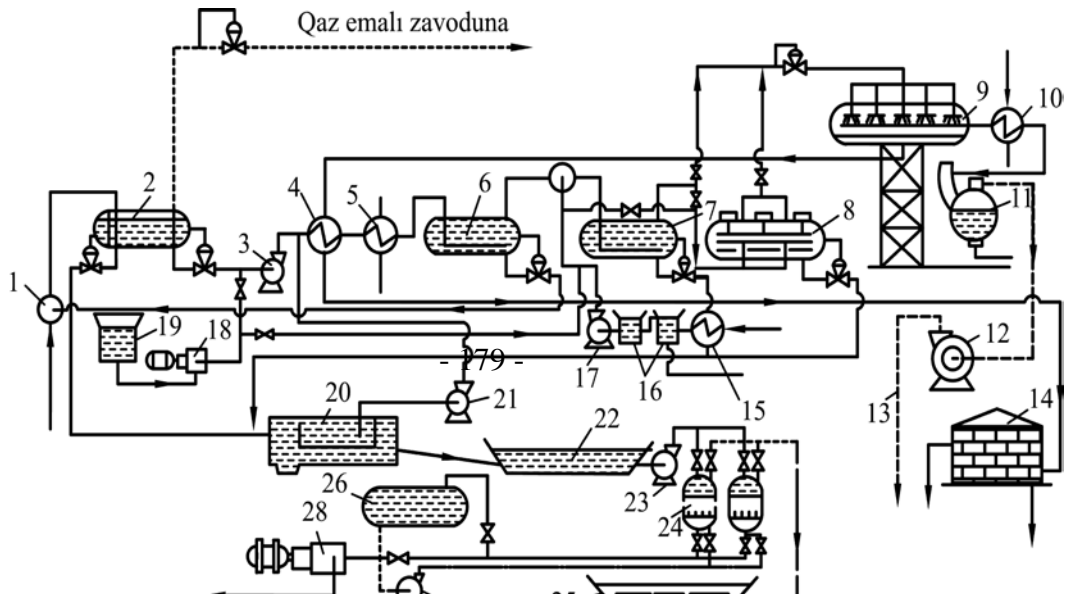
### Şəkil 3.8. Neftin, qazın və suyun basqılı yığım sistemi

1-atqı xətti; 2-hidrosiklonlu separatorlar; 3-maye sərf ölçəni;  
4-təzyiqli yığım kollektoru; 5,7,8- uyğun olaraq 1,2 və 3-cü pillələrin  
separatorları;6-mərkəzdənqaçma nasosları; 9-xammal çənləri; KS-  
kompresor stansiyası; QEZ-Qaz Emalı Zavodu

Baxılan bu basqılı yığım sistemi tam hermetik olduğu üçün qaz və neftin yüngül fraksiyalarının itkilərinin qarşısını alır. Belə sistemlər mərkəzi yığım məntəqələrində 100 km-ə qədər məsafədə yerləşən bir neçə yataqların neftlərinin hazırlanmasını həyata keçirməyə imkan verir.

Neftin və suyun uzun müddətli, birgə nəqli zamanı bəzi hallarda dayanıqlı emulsiyaların əmələ gəlməsinə və sulaşma dərəcəsi yüksək olduqda nəqlə sərf olunan istismar xərclərinin artmasına baxmayaraq, baxılan sistem perspektiv və səmərəli yığım sistemlərindən biri hesab edilir.

Hal-hazırda neft mədənləri rayonlarında neftin kompleks hazırlanmasını həyata keçirirlər. Odur ki, əsas neft yataqlarında neftin hazırlanması üzrə kompleks qurğular yaradılır ki, bu qurğular hansılar ki, nəqlə hazırlanmanın bütün proseslərini-sudan təmizlənməsi, duzlardan azad edilməsi və stabilləşdirilməsini özündə cəmləşdirir. Şəkil 3.9-da neftin kompleks termokimyəvi hazırlanmasının prinsiplial texnoloji sxemi göstərilmişdir.





***Şəkil 3.9. Neftin kompleks termo-kimyəvi hazırlanması qurğusunun prinsipial texnoloji sxemi***

*1-qarışdırıcı; 2 -ABSQ; 3-xammal nasosu; 4, 15-istilik mübadiləedici-lər; 5-buxar qızdırıcısı; 6,7-çökdürücülər; 8-elektrodeqidrator; 9-vakuum separatoru; 10-soyuducu; 11-separator; 12-vakuum kompressoru; 13-qazı ayıran qurğuya qaz xətti; 14-xam neft çəni; 16-su üçün tutum; 17-içməli suyu vurmaq üçün nasos; 18-deemulqatoru vurmaq üçün dozalayıcı nasos; 19-deemulqatorlar üçün tutum; 20-neft tutucusu; 21-neft tutucusu üçün nasos; 22-çirkab sular üçün çökdürücü gölməçə; 23-çirkab sularını süzgəcə ötürmək üçün nasos; 24- süzgəc; 25-suyu yumaq üçün ambar; 26-təmizlənmiş su üçün ambar; 27-süzgəcləri yumaq üçün nasos; 28-çirkab sularını quyuya vurmaq üçün pistonlu nasos*

Bu sxemə uyğun quyulardan çıxarılan neft ölçmə qurğularından sonra kollektorla axırncı birgə separasiya qurğusuna (2-ABSQ) verilir və buraya haraya ki, çökdürücüdən (6) tərkibində işlənmiş deemulqator olan qaynar su da daxil olur. Bu zaman istiliyin təsirindən emulsiyanın qismən də olsa neftə, suya və qaz fazalarına ayrılması baş verir. Ayrılan qaz isə qaz – benzin zavoduna daxil olur. Neft qalan su ilə birlikdə nasosun (3) köməyi ilə istilikdəyişdiricidən (4) və buxar qızdırıcısından (5) qovulmaqla qızdırılmış vəziyyətdə çökdürücüyə (6) daxil olur. Burada neftin sudan son ayrılması baş verir. Ayrılan su neftdə olan duz kütləsinin əksər hissəsini də özü ilə aparır.

Duzlardan tam təmizlənməsi üçün neft çökdürücüdən (6) öncə istilikdəyişdiricidə (15) qızdırıldıqdan sonra nasosla (17) qaynar şirin su ilə qarışdırılmağa yönəldilir. Tam qarışdıqdan sonra emulsiya çökdürücüyə (7) göndərilir və burada duzların miqdarına görə tələb olunan kondensiyaya çatdırılır.

Əgər lazım olan kondensiya əldə olunubsa, yəni suyun və duzun miqdarı normadadırsa, onda neft elektrikdeqdratoruna (8) daxil olmadan birbaşa vakuum separatoruna (9) verilir. Vakuum kompressorları (12) vakuum separatorundan (9) qazı sorub götürür. Separatorda (11) yığılan kondensat qaz-benzin zavoduna göndərilir, qaz isə tam deetanizasiya olunmaq üçün xüsusi qurğulara daxil olur.

Qeyd etmək lazımdır ki, baxılan sistemlə həmçinin çirkab suların təmizlənməsi də (sonradan laya vurulmaqla) nəzərdə tutulub.

### ***3.13. Təbii qazların mexaniki qarışıqlardan təmizlənməsi***

Təbii qazda olan mexaniki qarışıqlar dedikdə qaz axını ilə quyudan çıxarılan süxur (qum, gil və s.) hissəcikləri, mədən qaz yığıcı şəbəkələri və magistral boru kəmərlərinin tikintisi başa çatdıqdan sonra qalan tikinti şlamları, boru xətlərinin daxili səthlərinin korroziya və erroziya məhsulları, həmçinin su və kondensat hissəcikləri başa düşülür.

Qazları mexaniki qarışıqlardan təmizləmək üçün mövcud olan aparat və qurğular iş prinsipinə görə tozların quru və yaş üsullarla tutulmasına əsaslanır. Quru üsulla işləyən aparatlarda tozların ayrılması əsasən qravitasiya və inersiya (ətəlet) qüvvələrinin hesabına baş verir. Bu cür aparatlara misal olaraq siklonlu toztutucularını, qravitasiya separatorlarını və müxtəlif geramik, parça, metal-geramik süzgeçləri və s. göstərmək olar. Yaş prinsipə

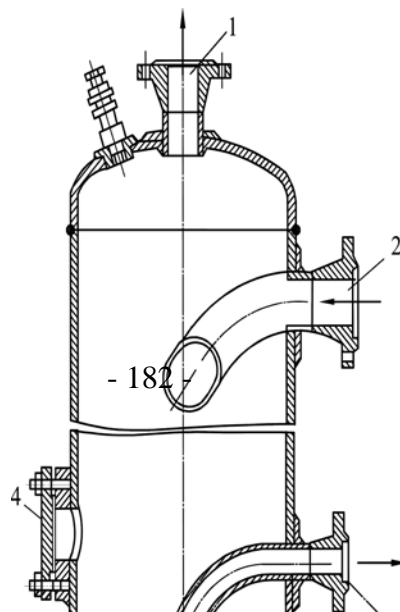
işləmə halında isə qazdan ayrılacaq asılı çöküntülər yuyucu maye ilə isladılır və qaz axınından ayrılaraq regenarsiya və təmizləmə üçün aparatdan çıxarılır və sonra yenidən aparata qaytarılır. Bu cür aparatlara şaquli və horizontal yağ toztutucuları aiddir.

Təbii qazın mexaniki hissəciklərdən təmizlənməsi yataqdan qaz təlabatçısına olan yolda bir neçə pillədə aparılır. Bir qayda olaraq yataqlardan daxil olan süxur hissəciklərinin hərəkətini məhdudlaşdırmaq məqsədilə quyudibində xüsusi süzgəc qoyulur.

Təmizlənmənin 2-ci pilləsi qaz mədəninə yerüstü separatorlarda həyata keçirilir. Bu zaman maye separasiya olunur və qaz süxur hissəcikləri və tozdan təmizlənir. Mədən təmizləyici qurğuları qaz axınının sürəti azaldıqda ağırlıq qüvvəsinin təsiri altında qarışıqların çökməsi və ya axınının xüsusi olaraq fırladılması zamanı mərkəzdənqaçma qüvvəsinin təsirindən istifadə olunması prinsipi əsasında işləyir. Odur ki, mədən təmizləyici qurğuları qravitasiyalı və siklonlu olurlar. Qravitasiyalı qurğular öz növbəsində şaquli və horizontal qurğulara bölünür.

Şaquli qravitasiyalı qurğular əsasən tərkibində bərk hissəciklər və ağır qətran birləşmələri olan qazların separasiyası üçün təklif olunur. Şəkil 3.10-da birseksiyalı, qravitasiyalı separator təsvir olunmuşdur.

Bu cür separatorlara qaz tangensial olaraq daxil olur, qazın sürəti 15-20



### ***Şəkil 3.10. Birpilləli qravitasiya çökdürücüsü***

*1-qaz üçün çıxış borusu; 2-giriş borusu; 3-lük (baca); 4-separatorun  
üfürülməsi üçün boru*

m/s-ə çatır ki, bu da separatorda bərk hissəciklərin, damlaların (nəmliyin) çökməsinə kömək edir. Yəni, bu separator qazın aşağıdan yuxarı axınının kiçik sürətlərində hissəciklərin çökməsi prinsipinə əsasən işləyir.

Toztutucularını seçən zaman boş kəsikdə buraxıla bilən sürət aşağıdakı ifadəyə əsasən təyin edilir:

$$\omega = \sqrt{4gd(\rho_h - \rho_q)/(3\rho_q \cdot k)},$$

harada ki,  $d$  – separatorun diametri, m;  $\rho_h$  və  $\rho_q$  – uyğun olaraq hissəciyin və qazın sıxlığı,  $\text{kg/m}^3$ ;  $k$  – mühitin müqavimət əmsalıdır.

Reynolds ədədinin kiçik qiymətlərində  $k = 24/\text{Re}$  qəbul edilir.

Üfüqi separatorların tətbiqi qazın tərkibində xeyli nəmlik olduqda daha səmərəli hesab edilir.

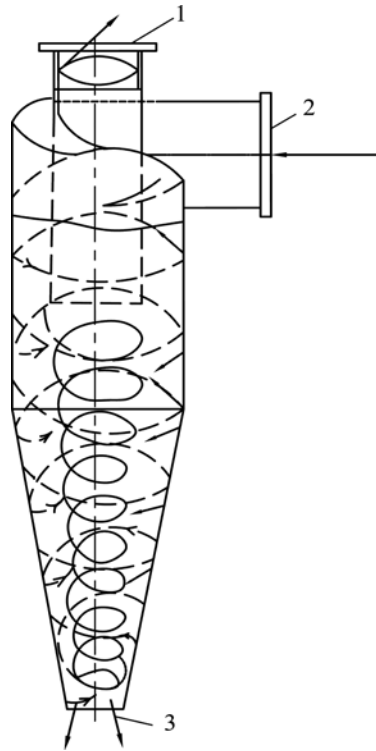
Şaquli separatorlar 400-1650 mm diametrli, üfüqi separatorlar isə 400-1500 mm diametrli olmaqla 16 MPa maksimal təzyiqə hesablanırlar. Qazın

optimal sürətində ( $\omega_0$ ) separasiyanın səmərəliliyi 70-80%-ə çatır. İstismar təcrübəsi göstərir ki, 6 MPa təzyiqdə qazın optimal sürəti  $\omega_0 \leq 0,1$  m/s olmalıdır. Qazın sürəti bir təzyiqdən başqa təzyiqə keçdikdə aşağıdakı kimi hesablanır:

$$\omega_1 = \omega_2 \sqrt{P_1/P_2}$$

Qeyd etmək lazımdır ki, metal sərfinin çox və səmərəliliyinin aşağı olması ucbatından qravitasiyalı separatorlar təsadüfi hallarda tətbiq olunur.

Şəkil 3.11-də isə siklonlu separatorun işi sxematik olaraq təsvir olunub..



**Şəkil 3.11. Siklonda qazın hərəkət sxemi**

*1-qazın çıxışı; 2-qazın girişi; 3-çöküntü məhsullarının çıxışı*

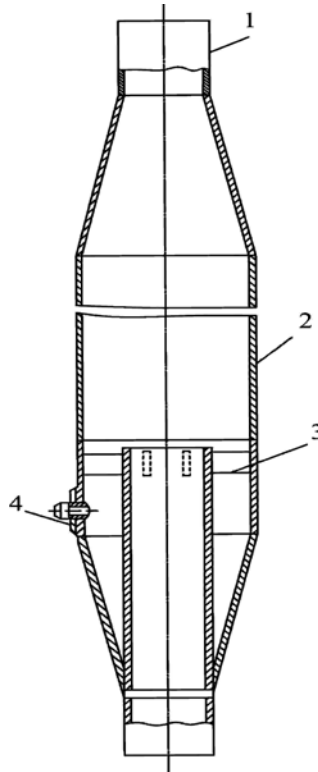
Siklonun gövdəsi və qazın çıxışı üçün olan boru daxili həlqəvi fəzanı əmələ gətirir. Siklondan çöküntüləri çıxarmaq üçün onun aşağı hissəsində deşik vardır.

Tangensial olaraq separatora daxil olması hesabına qaz həlqəvi fəzada və konusda fırlanma hərəkəti etdiyinə görə ondan mexaniki hissəciklər (həm

bərk, həm də maye) ayrılaraq çökür və yığım bunkerinə tökülür. Qaz aşağı sürətlə çıxış borusundan çıxır

Qazın təmizlənməsinin 3-cü pilləsi qaz kəmərinin xətti hissəsində və kompressor stansiyalarında aparılır. Mədəndə tam başa çatmamış separasiya nəticəsində qazın tərkibində maye fazası qaldığından boru kəmərinin xətti hissəsində kondensatıyığıcı quraşdırılır.

Ən çox istifadə olunan «genişlənən kamera» tipli kondensatıyığıcısıdır (şəkil 3.12).



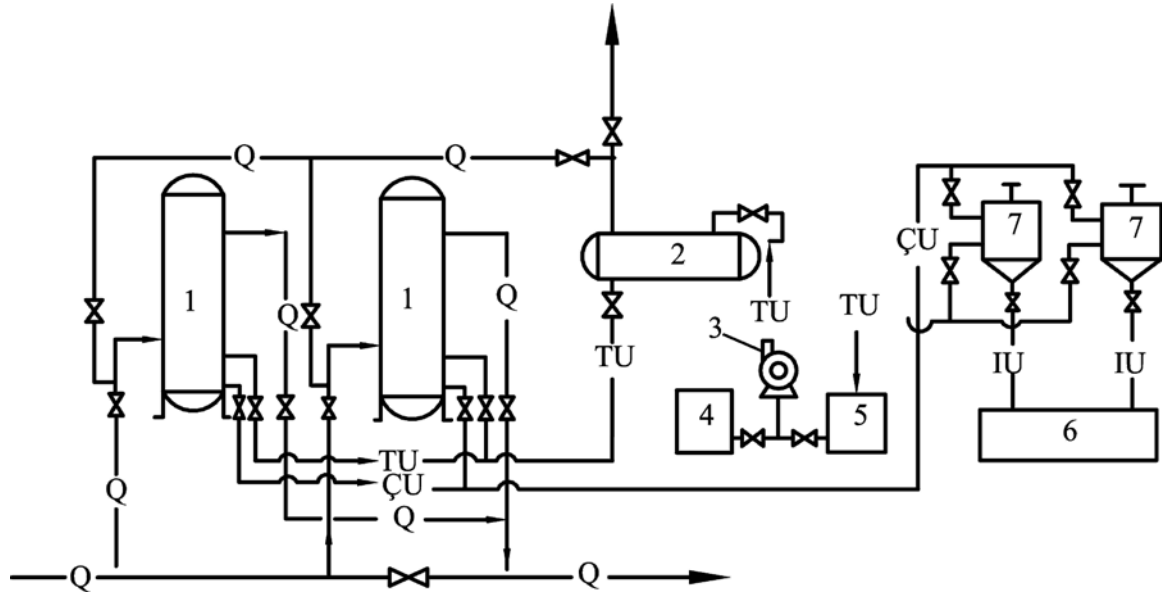
**Şəkil 3.12. «Genişləndirici kamera» tipli kondensat yığıcısı**

*1-qaz kəməri; 2-genişləndirici kamera; 3-bərkidici; 4 –kondensatı xaric edən boru*

Adı çəkilən kondensatıyığıcısının iş prinsipi boru kəmərinin diametri böyüyərkən qazın yerli sürətinin azalması hesabına ağırlıq qüvvəsinin təsiri altında qaz axınından maye damlalarının çökməsi prinsipinə əsaslanır. Lakin bu cür «genişlənən kamera» sistemli qaz kəmərlərinin istismarı zamanı

müəyyən çətinliklər də yaranır. Belə ki, boru kəmərinin daxili səthini təmizləmək üçün qurğuların kəməre buraxılması məqsədilə xüsusi istiqamətləndiricilərdən istifadə olunur.

Təbii qazların mexaniki qarışıqlardan təmizlənməsi üçün qaz kəmərlərində yağ toztutuculu qurğulardan da istifadə olunur (şəkil 3.13).



**Şəkil 3.13. Toztucu qurğuların sxemi**

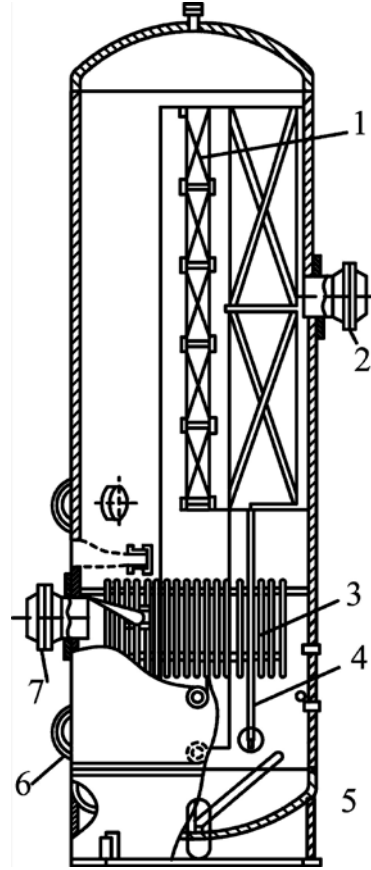
Təbii qaz ( $Q$ ), toztutucusundan (1) keçərək kompressor sexinə göndərilir. Toztutucuları yağla doldurulur. İşlənmiş çirkli yağ (ÇY) toztutucusundan (1) çökdürücüyə (7) sıxışdırılır. Təmiz yağ (TY) yağ akkumlyatorundan (2) öz basqısı altında toztutucusuna daxil olur.

Akkumlyatorda və toztutucularda əvvəlcədən təzyiqli bərabərləşdirirlər.

Akkumlyatora yağ nasosla (3) ölçü bakından (5) və ya təmiz yağ çənindən (4) verilir. Bu zaman akkumlyatoru toztutucularından ayırır və onda olan qazı atmosfərə buraxırlar. Ölçü bakına yağ çökdürücüdən öz axını ilə

daxil olur. İşlənmiş (tullantı) yağ çökdürücüdə yığılan şlamla birlikdə yığım tutumuna (6) boşaldılır.

Şaquli yağ toztutucusu (şəkil 3.14) qaz kəmərinəki təzyiqə hesablanan, sferik oturacaqlı şaquli, polad silindrdən ibarətdir.



**Şəkil 3.14. Şaquli yağlı toztutucusu**

*1-separasiya qurğusu; 2-boru; 3-şaquli boru; 4,5-drenaj boruları;  
6-lük; 7-giriş borusu*

Toztutucusunun diametri 1080-2400 mm olur və onun daxilində yağın qazla təması və aparatdan çıxan zaman yağ hissəciklərinin qazdan ayrılmasını təmin edən qurğu yerləşir. Qaz toztutucusuna giriş borusundan (7) daxil olur. Daxil olan qaz öz istiqamətini dəyişərək aparatın aşağı hissəsində yerləşən yağın səthinə doğru hərəkət edir. Bu zaman iri ölçülü kənar



hissəciklər tez ayrılaraq dibə çökür. Yağın səviyyəsi şaquli boruların (3) sonluqlarından 25-30 mm məsafədə saxlanılır. Yuxarı can atan qaz özü ilə yağ hissəciklərini də aparır. Borularda (3), sonra isə toztutucusunun orta boş hissəsində qaz yağ ilə intensiv olaraq qarışır. Bu zaman yağ qazda olan hissəcikləri, həmçinin qazla birgə daxil olan kondensat və ağır karbohidrogenləri udur. Nəticədə, yağın səviyyəsi qalxır. Şaquli borulardan çıxan qazın sürəti kəskin azalır. Nisbətən iri maye hissəcikləri ayrılaraq drenaj borusu (4) ilə aşağı tökülür. Təmizlənən qaz toztutucusunun yuxarı hissəsində olan borudan (2) xaric olunur. Çirklənən yağ isə drenaj borusu (5) vasitəsi ilə xaric olunur. Toztutucusunun tam təmizlənməsi il ərzində 3-4 dəfə olmaqla lükdən (6) istiadə olunmaqla aparılır. Diametri 2400 mm olan toztutucusuna tökülən yağın həcmi 1,5 -2 m<sup>3</sup>-dən çox olmur.

Yağ toztutucusunun buraxma qabiliyyəti ( $Q$ , m<sup>3</sup>/gün) aşağıdakı düsturla hesablanı bilər:

$$Q = 95300 \frac{D^2 \cdot P}{T} \left( \frac{\rho_m - \rho_q}{\rho_q} \right)^{0,5},$$

harada ki,  $D$  – toztutucusunun daxili diametri, m;  $P$  – qazın təzyiqi, MPa;

$\rho_m$  və  $\rho_q$  – uyğun olaraq isladan mayenin və qazın iş şəraitində sıxlığı, kq/m<sup>3</sup>;

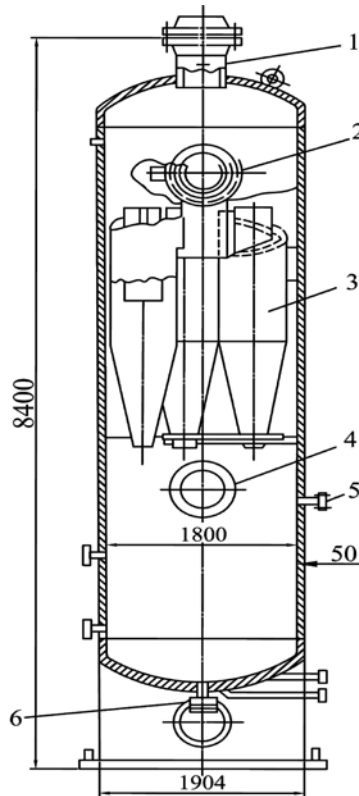
$T$  – qazın temperaturudur .

Toztutucularının normal işini təmin etmək üçün onda yağın səviyyəsini sabit saxlamaq lazımdır. Bundan əlavə onların buraxma qabiliyyəti verilən təzyiqdə qaz axınının sürəti ilə məhdudlaşdığından, axın sürəti 1-3 m/s-dən çox olmamalıdır.

Şaquli yağ toztutucusunun digər konstruksiyalı toztutucuları ilə müqayisədə üstün cəhəti yüksək təmizləmə dərəcəsinə malik olmasıdır. Belə ki, bu cür toztutucuları üçün ümumi təmizləmə dərəcəsi 97-98 % təşkil edir. Buna baxmayaraq adı çəkilən toztutucularının bir neçə çatışmayan

cəhətləri də vardır. Bunlardan: metal sərfinin çox olması; təmizlənən qazda mayenin qalması və onun qazla aparılması (hər 1000 m<sup>3</sup> qazda 25 q-dan çox olmayaraq mayenin olmasına yol verilir); hidravliki itkilərin çox olması (0,035-0,05 MPa); mayenin səviyyəsinin dəyişməsinə olan həssaslıq və s.

Hal-hazırda qazın mexaniki qarışıqlardan təmizlənməsi üçün siklonlu toztutucuları (diametri 1600 mm, işçi təzyiqi 7,5 MPa) da geniş tətbiq olunur (şəkil 3.15). Bu qurğularla təmizlənmənin səmərəliliyi 85-98% arasında dəyişə bilər.



**Şəkil 3.15. Buraxma qabiliyyəti 20 mln. m<sup>3</sup>/gün, işçi təzyiqi 7,5 MPa olan siklonlu toztutucusu**

*1-qaz üçün çıxış borusu; 2-giriş borusu; 3-siklonlar; 4-lük; 5-nəzarət cihazlarının ştuseri; 6-drenaj ştuseri*

### **3.14. Təbii qazların hidratları və onlarla mübarizə üsulları**

Təbii qazlar müəyyən termodinamiki şəraitdə su ilə birləşərək hidratlar əmələ gətirir ki, bunlar da mədən və magistral qaz kəmərlərində yığılaraq hidravliki müqaviməti artırdığı üçün kəmərin buraxma qabiliyyətini azaldır və bəzi hallarda kəmərin en kəsiyini tam tutur. Hidrat birləşmələri təkcə qaz kəmərlərində deyil, şəraitdən asılı olaraq qaz quyularında da yarana bilər. Odur ki, təbii qazların çıxarılması və nəqli zamanı mədən avadanlıqlarında və qaz kəmərlərində praktiki olaraq hər zaman hidrat birləşmələrinin yaranması hallarına təsadüf etmək mümkündür. Təbii qazların hidratları dayanıqsız birləşmələr olduğu üçün temperaturun artması və ya təzyiqin azalması zamanı qaza və suya ayrılırlar. Xarici görünüşünə görə hidrat birləşmələri buza və ya qara oxşayan ağ kristallik kütlədir. Təbii qazların tərkibində karbon iki oksid, hidrogen sulfid, azot və s. kimi komponentlərə də tez-tez rast gəlinir. Turş qazların olması hidratəmələgəlmə prosesini kəskin sürətləndirir.

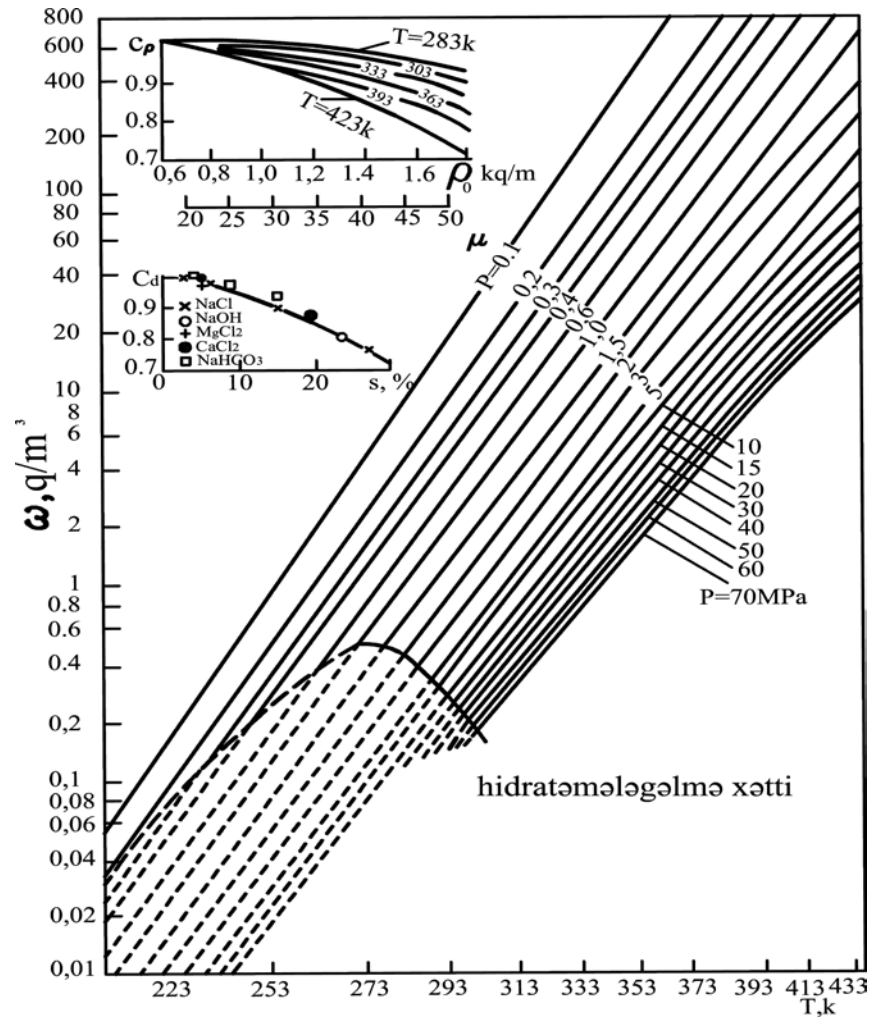
Hidrat birləşmələri prosesi adətən qaz-su sərhəddində, təbii qaz nəmliklə tam doyduqda əmələ gəlir.

Qaz kəmərləri sistemində hidratın kəmərin hansı hissəsində əmələ gəlməsinin təyin etməyin əhəmiyyəti çox böyükdür. Qaz təchizatı sistemlərində hidratın əmələ gəldiyi və intensiv toplandığı yeri proqnozlaşdırmaq üçün qazın tərkibində nəmliyin müxtəlif termodinamik şəraitlərdə necə dəyişməsinə bilmək vacibdir.

Praktikada tez-tez *mütləq və nisbi nəmlik* anlayışlarından istifadə olunur. *Mütləq nəmlik* ( $\omega$ ) normal şəraitdə qazın vahid həcmində olan su buxarlarının kütləsi ilə ölçülür. Nisbi nəmlik isə qaz qarışığında olan su buxarlarının miqdarının, həmin təzyiq və temperaturda tam doymuş su buxarlarının miqdarına olan nisbətinin vahidin hissələri və ya faizlə ifadəsidir.

Praktikada adətən qazların nəmliyini xüsusi nomoqramma (şəkil 3.16) əsasən təyin edirlər.

Şəkil 3.16-da həmçinin qazın molekulyar kütləsi  $c_p$  (sıxlıq  $\rho_0$ ) və suyun duzluluğuna  $c_d$  düzləndirici əmsalları təyin etmək üçün iki köməkçi qrafiklər də verilmişdir (çünki təbii qazların nəmliyi onların molekulyar kütləsi və suyun duzluluğu çoxaldıqca azalır). Qaz kəməmindən keçən qazın

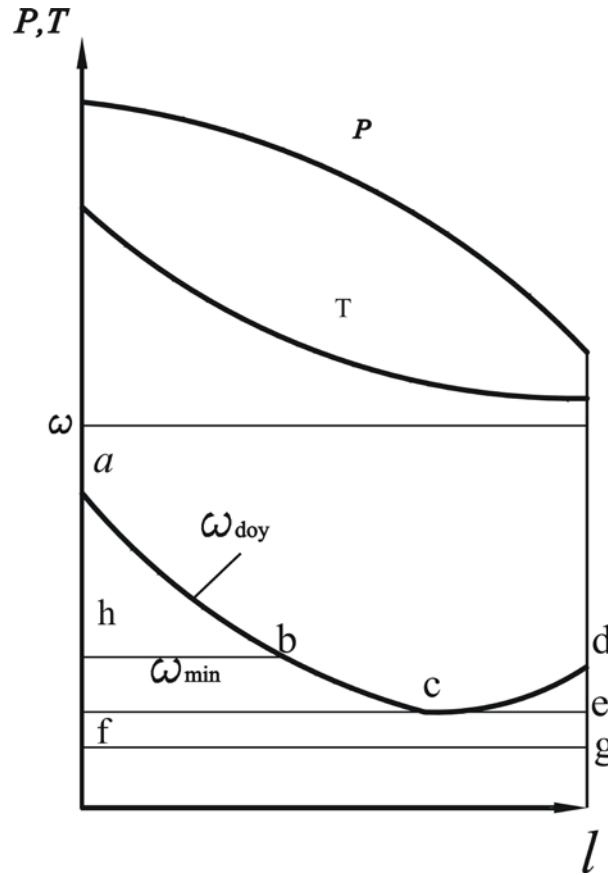


**Şəkil 3.16. Təbii qazların nəmliyini təyin etmək üçün nomoqram**

nəmliyini təyin edərkən şirin su ilə təmasda olduğu üçün hesab etmək olar ki,  $c_d = 1$ .

Verilən təzyiq və nəmlikdə qazın su buxarları ilə doydğu temperatur *şəh nöqtəsi* adlanır.

Qaz kəmərinə qazın hərəkəti zamanı onun nəmliyinin dəyişməsi təzyiq və temperaturun dəyişmə xüsusiyyəti və başlanğıc nəmlikdən asılıdır (şəkil 3.17).



**Şəkil 3.17. Qaz kəmərinin uzunluğu boyu qazın nəmliyininin dəyişməsi qrafiki.**

Qazın tam doyma halı üçün nəmliyinin ( $\omega_{doy}$ ) kəmərin uzunluğu ( $l$ ) boyu dəyişməsi  $abcd$  əyrisi üzrə baş verir. Qaz kəmərinin başlanğıcında qazın temperaturu ( $T$ ) tez düşür, təzyiq ( $P$ ) isə qazın hərəkət sürəti nisbətən kiçik olduğu üçün çox yavaş-yavaş düşür. Ona görə də tam doyma halında qazın

nəmliyi azalmağa başlayır. Kəmərində isə vəziyyət əksinə olur. Qazın temperaturu ətraf mühitin temperaturuna yaxınlaşır və kəmər boyu çox az dəyişir. Təzyiq isə qazın genişlənməsi hesabına sürəti artdığı üçün kəskin azalır. Odur ki, kəmərində son hissəsində uzunluq artdıqca qazın nəmliyi artır. Kəmərində  $\omega_1 = \omega_{1doy}$  nəmliyi ilə qaz daxil olduqda başlanğıc hissədə su buxarlarının kondensasiyası baş verəcəkdir. Bu zaman qazın nəmliyi isə (ac) əyrisi üzrə dəyişəcəkdir. Kəmərində başlanğıc hissəsində kondensləşən suyun miqdarı  $\Delta W = (\omega_{1doy} - \omega_{min})Q$  olacaqdır.

Burada  $\omega_{1doy}$  – qaz kəmərində başlanğıc təzyiq və temperaturda, doyma halında qazın nəmliyi;  $\omega_{min}$  – kəmərində  $c$  nöqtəsində qazın minimal nəmliyi;  $Q$  – qaz kəmərində buraxma qabiliyyətidir.

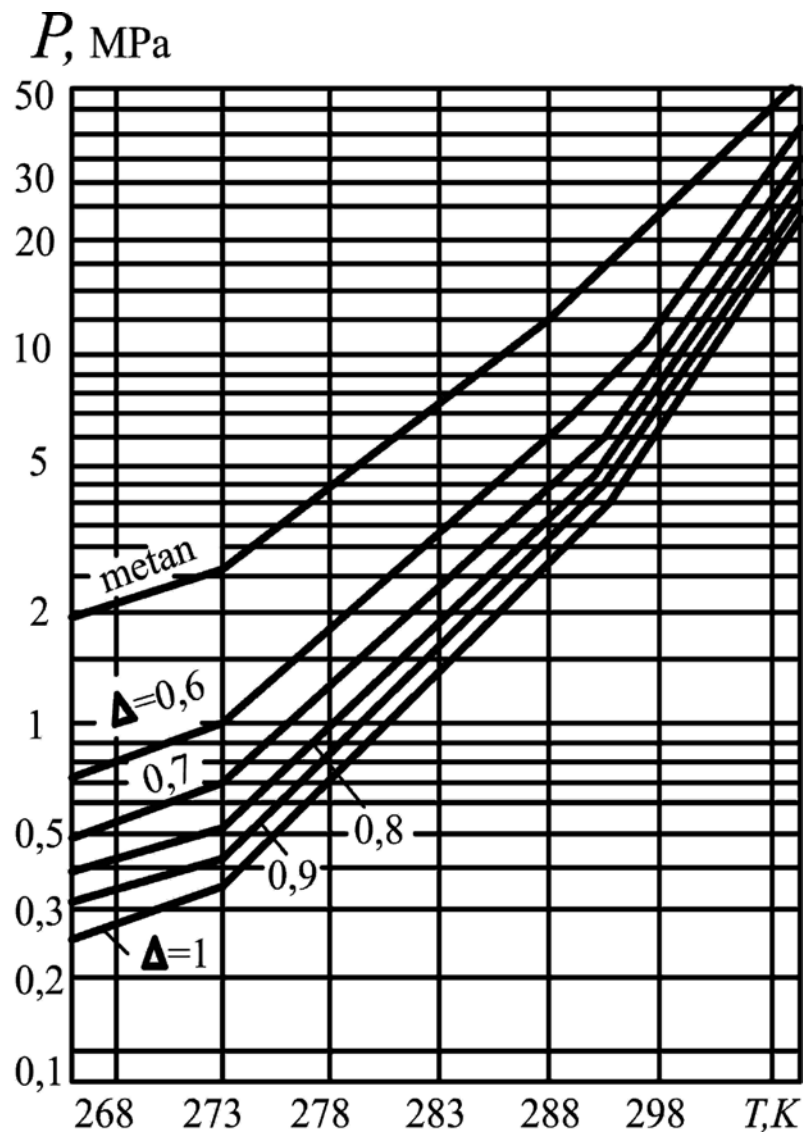
Qaz kəmərində son hissəsində ( $c$  nöqtəsindən sonra) qazın nəmliyi  $\omega_{min}$  – a bərabər olmaqla sabit qalır ( $ce$  xətti). Bu zaman qazın nisbi nəmliyi (qazın su buxarları ilə doyma dərəcəsi) tədricən azalmağa başlayacaqdır.  $\omega_{min} < \omega_h < \omega_{1doy}$  nəmliyi ilə kəmərə daxil olan qazın nəmliyi başlanğıc hissədə sabit qalır, baxmayaraq ki, su buxarları ilə qazın doyma dərəcəsi artır və  $b$  nöqtəsində maksimuma çatır. Bundan sonra qaz kəmərində nəmliyin kondensləşməsi ( $bc$  xətti) baş verir.

Kəmərində son hissəsində nəmlik dəyişməz ( $ce$  xətti) qalacaqdır. Bu zaman  $bc$  hissəsində kondensləşən mayenin miqdarı  $\Delta W = (\omega_{1doy} - \omega_{min})Q$  olacaqdır. Nəhayət qaz  $\omega_f < \omega_{min}$  nəmliyi ilə qaz kəmərində daxil olduqda nəmliyin kondensləşməsi ( $fg$ ) prosesi baş vermir.

Beləliklə, qaz kəmərində su buxarlarının kondensləşməsinin qarşısını almaq üçün kəmərə verilən qazın nəmliyi gərək  $\omega_{min}$  qiymətindən çox

olmasın. Bu şərt qazların qurudulması üçün qurğuların layihələndirilməsi zamanı əsas şərt hesab edilir.

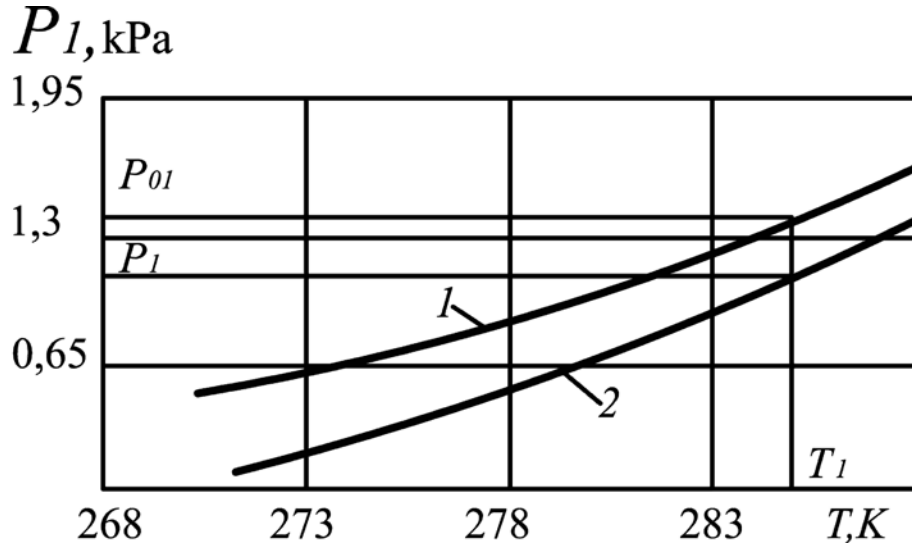
Qaz hidratlarının əmələgəlmə şəraitləri təzyiqlə ( $P$ ) – temperatur ( $T$ ) koordinatlarında tarazlıq əyriləri ilə də göstərilə bilər (şəkil 3.18). Şəkil 3.18-də müxtəlif sıxlıqlı təbii qazlar üçün göstərilən hidratəmələgəlmə qrafikləri buxar-maye tarazlıq şərtindən alınmışdır.



**Şəkil 3.18. Müxtəlif sıxlıqlı ( $\Delta$ ) təbii qazlar üçün hidrat əmələgəlmə ayrıləri**

Təcrübələr göstərir ki, hidratların əmələgəlmə və parçalanma şəraitləri eyni deyil. Belə ki, hidratların parçalanmaya başlanması təzyiği eyni temperaturda onların yaranması təzyiqindən çox-çox aşağıdır. Bu əmələ gələn hidratların üstündə su buxarlarının buxar elastikliyi azalması ilə bağlıdır.

Hidratların yaranması və ayrılması şəraitlərini müəyyən etmək üçün şəkil 3.19-da göstərilən qrafiklərdən istifadə olunur. Həmin qrafiklər su buxarlarının elastikliyinə su ilə ( $P_{01}$ ) və hidratla ( $P_1$ ) tarazlığını xarakterizə edir.



**Şəkil 3.19. Su (1) və hidrat (2) ilə müvazinətdə su buxarlarının elastikliyi qrafikləri**

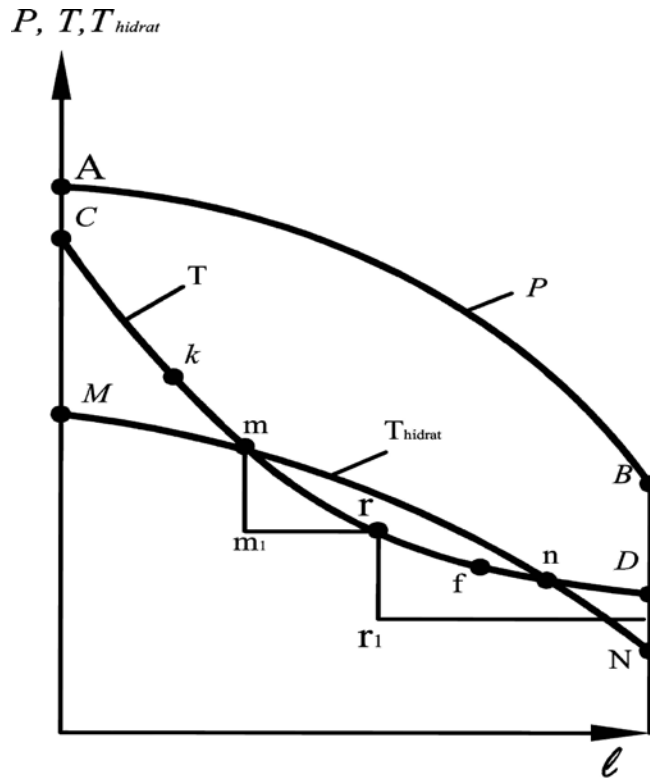
Belə ki,  $T_1$  temperaturunda hidratlar o vaxt əmələ gələ bilər ki, qazın nəmliyi su buxarlarının elastikliyinə ( $P_{01}$ ) uyğun gəlsin, başqa sözlə  $P > P_{01}$  olsun.

Hidratın yaranması zamanı buxar elastikliyinə  $P_{01}$ -dən  $P_1$ -ə kimi azalmasına uyğun gələn su buxarlarının bir hissəsi hidrata keçir. Beləliklə,



hidratın əmələ gəlməsi zamanı qazın nəmliyi boru kəmərinə hidrat tıxacından sonra su buxarlarının  $P_1$  buxar elastikliyinin qiymətinə kimi azalmasına uyğun olaraq aşağı düşür.

Qaz kəmərinin istismarı zamanı mühüm məsləhətdən biri də kəmərdə əmələ gələn hidrat tıxaclarının yerinin təyin edilməsindən ibarətdir. Bu məqsədlə qazın başlanğıc tərkibini və nəmliyini, həmçinin onun təzyiq və temperaturunun kəmərdə dəyişməsini bilmək vacibdir. Tutaq ki, təzyiq kəmər boyu  $AB$  (şəkil 3.20), temperatur isə  $CD$  əyrisi üzrə dəyişir.



**Şəkil 3.20. Magistral qaz kəmərlərində hidratəmələgəlmə zonaları.**

Hidratəmələgəlmənin tarazlıq əyriləri əsasında təzyiqin düşməsini ( $AB$  əyrisi) nəzərə alaraq verilmiş qaz kəməri üçün hidratəmələgəlmənin tarazlıq temperaturunda ( $T_{hid}$ )  $MN$  əyrisini qururuq. Bu zaman  $CD$  və  $MN$  əyrilərinin kəsişmə nöqtələri olan  $m$  və  $n$  qazın su buxarları ilə tam doyması şərtində

hidratların əmələ gəlməsinin mümkün sahələrini göstərir ( $mn$  hissəsi). Ancaq qaz kəmərinə hidratın düşməsi faktiki olaraq kəməre verilən qazın ilkin nəmliyindən, yəni son nəticədə qazın şəh nöqtəsindən asılı olacaqdır.

Əgər şəh nöqtəsi qazın temperaturundan yuxarı olarsa, məsələn,  $k$  nöqtəsi, onda hidrat əmələgəlməsi  $m$  nöqtəsində başlayacaqdır. Əvvəl qeyd olunduğu kimi kəmərin son hissəsində qaz su buxarları ilə tam doymamış olur. Praktiki olaraq bu hissədə dəyişməz temperaturda təzyiq tez düşdüyündən həmin hissədə hidratın düşməsi mümkün deyil. Bu hissənin başlanğıcı şəkil 3.20-də  $f$  nöqtəsi ilə göstərilib. Beləliklə, qaz kəmərinə hidrat əmələgəlmə zonası  $mf$  sahəsində mümkündür. Lakin bu zonanın da bütün uzunluğu boyu hidrat yaranmır. Bu onunla izah olunur ki,  $m$  nöqtəsində hidratların yaranması nəticəsində su buxarlarının elastikliyi azaldığından  $m$ -dən  $m_1$  nöqtəsinə kimi qazın şəh nöqtəsi də azalır. Daha sonra temperaturun azalması hesabına qaz su buxarları ilə daha çox doyur və artıq  $r$  nöqtəsində tam doyma halı baş verdiyi üçün ikinci hidrat tıxacının əmələ gəlməsinə şərait yaranır. Bundan sonra qazın şəh nöqtəsi  $r_1$ -ə qədər azalaraq qazın kəmərdəki minimal temperaturundan aşağı düşdüyü üçün 3-cü hidrat tıxacının yaranmasının qarşısını alır.

Beləliklə, qaz kəmərinə temperatur və təzyiqin dəyişmə xüsusiyyətindən, həmçinin qazın ilkin nəmliyindən (şəh nöqtəsi) asılı olaraq bir neçə lokal hidrat tıxacları yarana bilər.

### ***3.14.1. Hidratların yaranmasının qarşısının alınması üsulları***

Təbii qazların nəqli zamanı hidrat birləşmələrinin yaranmasının qarşısını almaq üçün istifadə olunan üsullar aşağıdakılardır:

- qazın qızdırılması;
- təzyiqin aşağı salınması;
- inhibitorların tətbiqi;
- qazın qurudulması.

Qazın qızdırılması ilə hidratların əmələ gəlməsinin qarşısının alınması qaz kəmərinə təzyiqi dəyişmədən, qazın temperaturunun hidrat əmələgəlmənin müvazinət temperaturundan yuxarı qiymətdə saxlanılmasından ibarətdir. Lakin qazın magistral boru kəməri ilə nəqli zamanı bu üsul böyük enerji xərcləri tələb etdiyi üçün məqbul sayılmır. Aparılan hesablamalar göstərir ki, nəql edilən qazın böyük həcmində onun soyudulması daha məqsədəuyğundur. Çünki bu qaz kəmərinin, ələlxüsus çoxlu kompressor stansiyaları olduqda, buraxma qabiliyyətini xeyli artırmağa imkan verir.

Ona görə də qızdırma üsulu əsasən qazpaylayıcı stansiyalarda, harada ki, böyük təzyiqlər fərqi drossel effektinin hesabına qazın temperaturu xeyli aşağı düşə bilər, tətbiq olunur. Bu zaman hətta, kəskin soyuma nəticəsində kranlar, diafraqmalar, tənzimləyici klapanlar və s. cihaz və avadanlıqlar donada bilər.

Hidratın yaranmasının təzyiqin azaldılması üsulu ilə qarşısının alınması qaz kəmərinə dəyişməz temperaturda təzyiqin hidratəmələgəlmənin müvazinət təzyiqindən aşağı salınması prinsipinə əsaslanır. Praktikada bu üsuldan artıq əmələ gəlmiş hidratları ləğv etmək üçün də istifadə olunur. Yaranmış hidrat tıxaclarının ləğvi şamlardan qazın üfürülərək havaya buraxılması ilə həyata keçirilir.

Təzyiq aşağı salındıqdan sonra müəyyən vaxt (bir neçə dəqiqədən bir neçə saata kimi) hidratların parçalanması üçün vacibdir. Sözsüz ki, bu üsul ancaq müsbət temperaturlarda hidrat tıxaclarının dağıdılması üçün yararlıdır. Əks halda hidrat tıxacı buz tıxacına çevrilə bilər.

Magistral qaz kəmərlərində minimal temperatur sıfır yaxın olduğu və təbii qaz üçün müvazinət təzyiqi 1-1,5 MPa intervalında dəyişdiyindən qeyd olunan üsulun tətbiqi çox az səmərəli hesab olunur. Təzyiqin aşağı salınma üsulu qəza halları zamanı qaz kəmərlərində yaranan hidratların parçalanması üçün inhibitorlarla birlikdə tətbiq olunduqda daha səmərəli hesab edilir. Çünki əks halda təzyiq qalxdıqdan sonra hidratlar yenidən əmələ gəlir.

Inhibitorlar, hansılar ki, su buxarları ilə doymuş qaz axınına vurulur, su buxarlarını qismən udmaqla onları sərbəst su ilə birlikdə məhlula çevirir və suyun donma temperaturunu aşağı salır. Həmin məhlullar ya heç hidratlar əmələ gətirmir, ya da onların yaranması çox aşağı temperaturda mümkün olur.

Inhibitor kimi metil spirti (metanol), etilenqlikol, dietilenqlikol, trietilenqlikol məhlulları, kalsium xlorid və s. istifadə olunur.

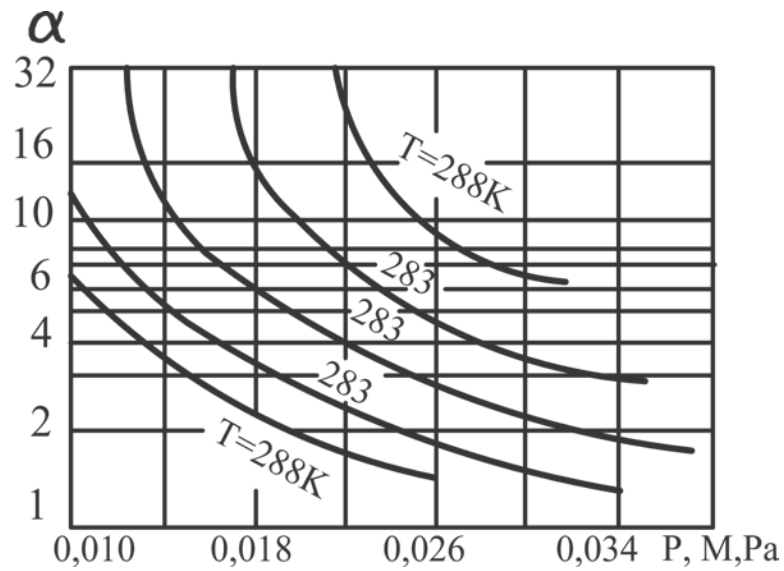
Hidratəmələgəlmənin qarşısını almaq üçün inhibitorun xüsusi sərfi aşağıdakı düsturla müəyyən edilir.

$$q_i = \frac{(\omega_1 - \omega_2)}{c_1 - c_2} + 10^{-3} \alpha \cdot c_2,$$

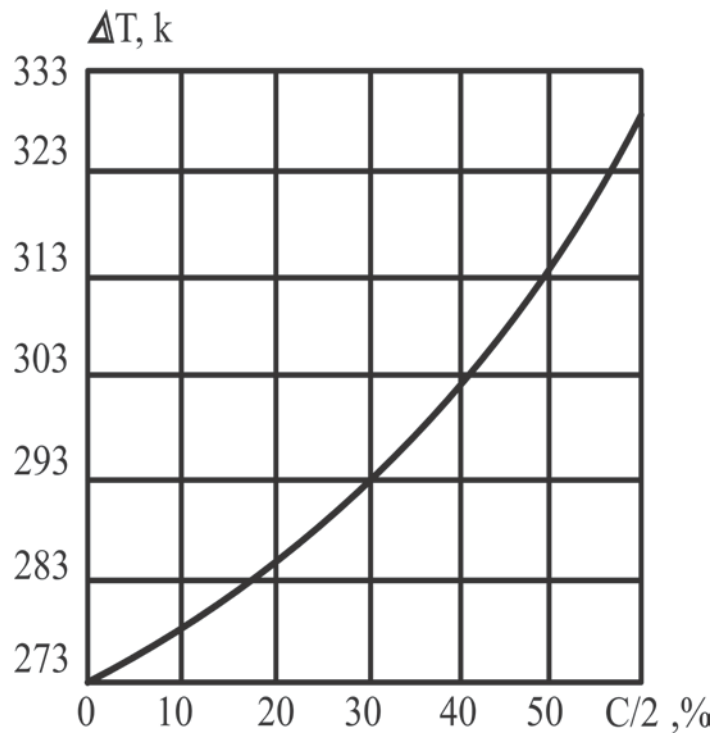
harada ki,  $\omega_1$  və  $\omega_2$  – uyğun olaraq inhibitor daxil və xaric edilən nöqtələrdə qazın nəmliyi;  $c_1$  və  $c_2$  – uyğun olaraq daxil və xaric edilən inhibitorun kütlə qatılığı;  $\alpha$  – qaz fazasında inhibitorun kütlə miqdarının onun qazla təmasda olan su məhlulundakı kütlə miqdarına olan nisbətini xarakterizə edən əmsal (şəkil 3.21).

$c_2$  – nin qiyməti şəkil 3.22-də göstərilən qrafikdən hidratəmələgəlmə temperaturunun tələb olunan azalmasından  $\Delta T = T_m - T_q$  asılı olaraq təyin

edilir ( $T_m$  – hidratəmələgəlmənin müvazinət temperaturu,  $T_q$  – qaz kəmərinə qazın temperaturudur). Metanolun sərfini azaltmaq üçün onu qaz kəmərinə hidratəmələgəlmənin mümkün olan zonasının başlanğıcında kəməərə daxil etmək lazımdır.



**Şəkil 3.21. Hidratəmələgəlmə nöqtələrində  $\alpha$  əmsalının təziq və temperaturdan asılılığı**



### ***3.22. Qaz axınına metanol daxil edilən zaman hidratəmələgəlmə temperaturunun azalması qrafiki***

İqtisadi nöqteyi-nəzərdən metanolun qazın nisbətən kiçik sərfələrində istifadə olunması sərfəlidir. Ümumiyyətlə, hidrat birləşmələrinin az miqdarda və hərdən yaranan hallarında metanoldan istifadə olunması məqsədəuyğun hesab edilir. Metanolun baha olmasına görə magistral qaz kəmərlərində qazın böyük həcmdə nəqli zamanı ondan hidrat əmələgəlməyə qarşı istifadə olunması iqtisadi baxımdan sərfəli deyil.

Hal-hazırda hidrata qarşı yeni inhibitorlar da mövcuddur və onlar qazın nəqlə hazırlanması proseslərində tətbiq olunur.

Təbii qazların böyük həcmdə nəqli zamanı boru kəmərlərində hidrat birləşmələrinin yaranmasına qarşı ən yaxşı səmərəli üsul qazın kəməre verilməzdən əvvəl qurudulması hesab edilir. Mədən praktikasında qazın nəqlə hazırlanması zamanı onun qurudulması sorbsiya üsulu və ya qaz axınının soyudulması ilə də həyata keçirilir. Qazın qurudulması zamanı su buxarlarının şəh nöqtəsi qazın minimal nəql temperaturundan aşağı salınmalıdır. Bu zaman qazın nəmliyi  $0,05 - 0,1 \text{ q/m}^3$  – dan çox olmamalıdır.

### ***3.15. Qazın qurudulmasının sorbsiya üsulları***

Təbii qazların uzaq məsafəyə nəql edilməsi, onların mədənlərdə nəqlə hazırlanmasının keyfiyyətindən asılıdır. Təhlil göstərir ki, qazların lazımi səviyyədə qurudulması və təmizlənməsi yerinə yetirilməzsə, magistral qaz kəmərlərinə xeyli miqdarda karbohidrogen kondensatı və lay suyu daxil olur

ki, bu da kəmərin buraxma qabiliyyətini azaltmaqla yanaşı nəql olunan qazın keyfiyyətinin də pisləşməsinə səbəb olur.

Uzun illərin təcrübəsi göstərir ki, qazların keyfiyyətsiz nəqlə hazırlanmasının əsas səbəbləri aşağıdakı amillərlə bağlıdır:

- karbohidrogen yataqlarının işlənməsi və nəql sisteminin bütün dövründə maye-qaz qarışığının və sistemin termodinamiki parametrlərinin dəyişməsi və nəqlə hazırlıq zamanı etibarlı texnoloji qurğuların olmaması;
- mədənlərin abadlaşdırılması işinin yataqların işlənməsindən əksər hallarda geri qalması (məsələn, kompressor stansiyaları və soyuducu qurğuların tikilməməsi, yaxud gec tikilməsi).

Hal-hazırda qaz və qaz -kondensat yataqlarında və yeraltı qaz anbarları şəraitində saxlanılan qazların nəqlə hazırlanması zamanı sorbsiya üsullarından Oistifadə olunur. Bu üsullardan absorbsiya, adsorbsiya, malekulyar ələklər, aşağı temperaturlu separasiya üsullarının göstərmək olar.

### ***3.15.1.Absorbsiya üsulu ilə qazların qurudulması***

Təbii qazların qurudulması maye sorbentlərin, yəni absorbentlərin köməyi ilə həyata keçirildiyi üçün üsul ***absorbsiya üsulu*** adlanır. Qazların, o cümlədən səmt qazlarının qurudulması üçün tətbiq olunan absorbentlər aşağıdakı xüsusiyyətlərə malik olmalıdır:

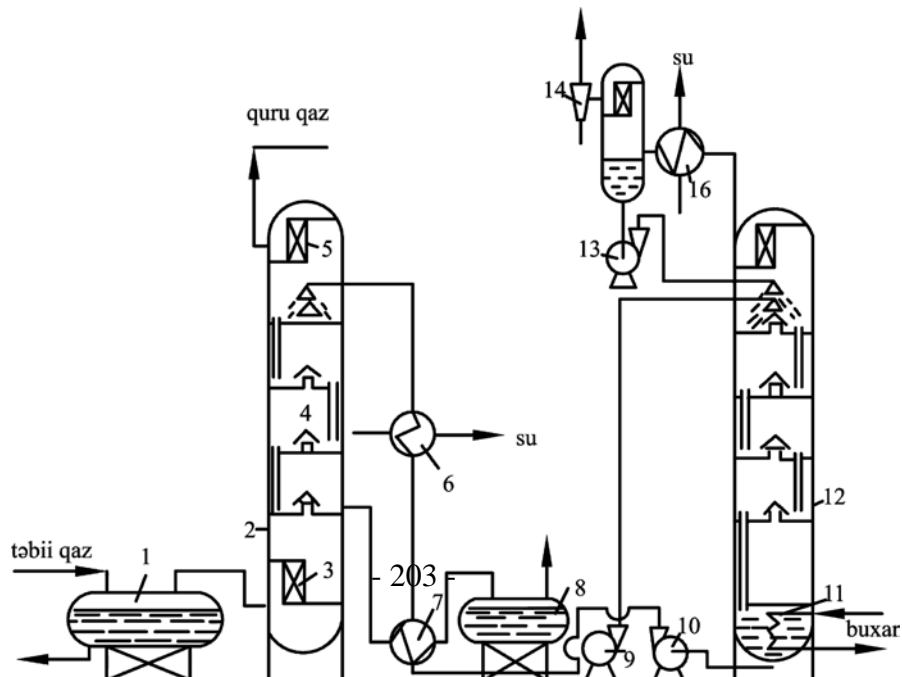
- suda yaxşı həll olmalı;
- aqressivliyi aşağı olmalı;
- regenerasiyası sadə olmalı;
- aşağı özlülüklü olmalı;
- təmas temperaturunda aşağı buxar elastikliyi olmalı;

- karbohidrogen qazlarını zəif udmalı;
- köpük və ya emulsiya əmələgətirməyə az meyilli olmalıdır.

Qeyd olunan tələblərə əsasən cavab verən maye absorbentlərə misal olaraq dietilenqlikol (DEQ), trietilenqlikolu (TEQ) və nisbətən etilenqlikolu (EQ) göstərmək olar.

Qlikollar təbii qazlardan nəmliyi çox yaxşı götürür və buxar elastikliyinə aşağı olması hesabına bu uducuların itkiləri çox azdır (5 -18 q 1000 m<sup>3</sup> qaz üçün). Qlikollarla qazın qurudulmasının intensivliyi təzyiqdən, qaz-sorbent təmasının temperaturundan və sorbentin qatılığından düz mütənasib olaraq asılıdır.

Şəkil 3.23-də qaz yataqlarında geniş yayılmış maye sorbentlərlə qazın qurudulması sxemi göstərilmişdir. Mədəndən daxil olan təbii qaz separatorundan (1) keçərkən damla nəmliyindən çökmə hesabına azad olaraq absorberin (2) aşağı hissəsinə daxil olur. Bu seksiyada qaz əlavə olaraq asılı vəziyyətdə olan nəmlikdən (damlalarından) təmizlənir və ardıcıl olaraq boşqabdan (4) keçərək yuxarı qalxır. Absorberdə boşqabların sayı 4-12 arasında dəyişir. Qaz axınına qarşı nasosla (10) 95-97 %-li DEQ məhlulu axıdılır. Məhlulla təmasda olması hesabına qurudulan qaz yuxarı absorberin seksiyasından (5) keçərək özü ilə apardığı məhlul damlalarından azad olaraq qaz kəmərinə göndərilir.





***Şəkil 3.23. Maye sorbentlərlə qazın qurudulması qurğusunun sxemi***

Tərkibində 6-8% nəmlik olan doymuş məhlul absorberin aşağı yığım boşqabından istilik dəyişdiriciyə (7) daxil olur, qarşidan gələn regenerasiya olunmuş məhlul axını ilə qızır, sonra isə küləkləyicidən (8) keçərkən ondan həll olmuş qaz ayrılaraq yerli tələbatlara göndərilir. Küləkləyicidən DEQ nasosla (9) desorberə (12) vurulur və orada məhlulun regenerasiyası aparılır. Desorber (buxarlandırıcı kalon) iki hissədən ibarətdir: boşqab tipli kalonkalarda DEQ-in aşağı tökülən doymuş məhlulundan qarşidan gələn su buxarı və DEQ buxarlarının axını hesabına nəmlik buxarlandırılır; qaynadıcı-buxarlandırıcıda (11), qlikol məhlulunun qızdırılması və suyun buxarlanması baş verir. Qaynadıcıda qlikol məhlulunun temperaturu 423-433 K, buxarlandırıcı kalonun yuxarı hissəsində isə 378-380 K səviyyəsində saxlanılır. Bu kalonun yuxarı hissəsinin temperaturu 303 K olan su ilə suvarılması hesabına əldə edilir. Bu isə öz növbəsində DEQ-in buxarlarını kondensləşdirməyə və onun itkisini azaltmağa imkan verir. Desorberdən su buxarı, kondensatora (16) daxil olur. Buxarın əsas hissəsi kondensləşərək separatorada (15) yığılır. Buradan qaz kondensatdan vakuüm nasosu (14) ilə sorularaq yandırılmağa göndərilir.

Alınan suyun bir hissəsi, hansı ki, tərkibində DEQ də olur, nasosun (13) köməyi ilə suvarma və temperaturu 105-107 °C saxlamaq üçün kalonun yuxarı hissəsinə verilir.

DEQ-in regenerasiya olunmuş məhlulu nasosla (10) istilikdəyişdiricidən (7) və soyuducudan (6) keçməklə vurulur, nəticədə onun temperaturu aşağı düşür və yenidən absorberin yuxarı boşqabına daxil olur.

Əgər DEQ-in doymuş məhlulunun yüksək qatılığını (98-99%) almaq vacibdirsə, onda qazın daha aşağı şəh nöqtəsini almaq məqsədi ilə qlikolun regenerasiyasını vakuum nasosu (14) ilə vakuum altında aparırlar.

Absorbsiya qurğularının səmərəliliyi ən çox sorbentin itkisindən asılıdır. İtkiləri azaltmaq üçün ilk növbədə desorberin temperatur rejiminə ciddi riayət olunmalı, qaz və su buxarı absorber və desorberin çıxışında dərindən separasiya olunmalı, həmçinin xüsusi əlavələrin hesabına qazın adsorbentlə təması zamanı köpükəmələgəlmənin qarşısı imkan daxilində alınmalıdır.

### ***3.15.2. Adsorbsiya üsulu ilə qazın qurudulması***

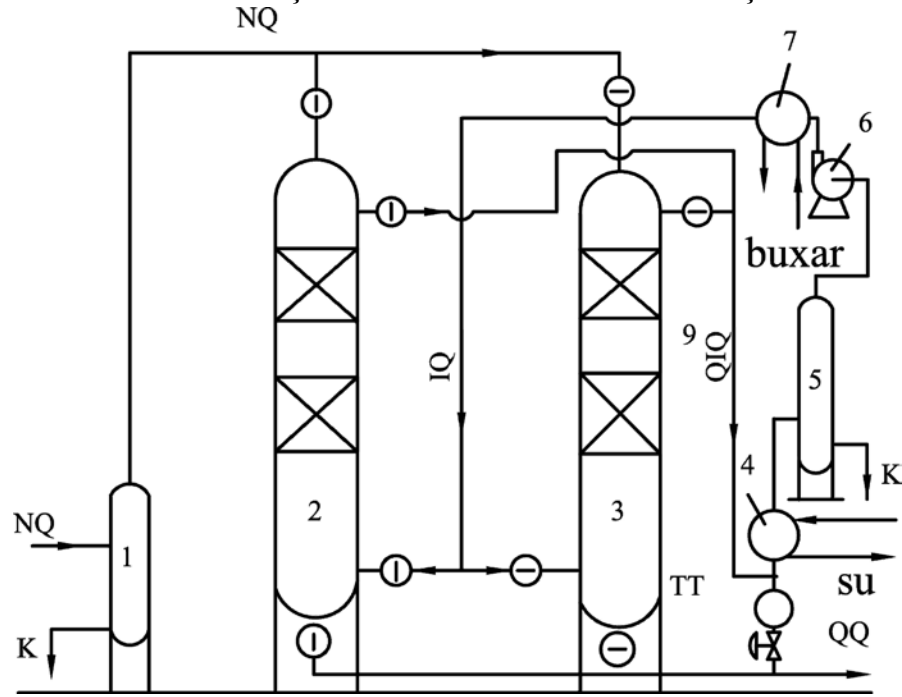
Bu üsulun mahiyyəti təbii qazların nəmliyinin bərk maddələrin səthinə çökməsi və ya səthi ilə udulması, yəni adsorbsiya prosesi ilə həyata keçirilməsindən ibarətdir. Bərk adsorbentlər kimi qaz sənayesində aktivləşdirilmiş aliminum oksidi silikagel, seolit və boksit, hansı ki, 50-60%  $Al_2O_3$ -dən təşkil olunur, geniş tətbiq olunur. Boksit 3 saat ərzində hava daxil olmadan 633 K temperaturda aktivləşdirilir. Boksitin udma qabiliyyəti onun kütləsinin 4-6,5%-ni təşkil edir. Adsorbsiya üsulu ilə qazın qurudulmasının aşağıdakı müsbət cəhətləri vardır:

- qurudulan qazın şəh nöqtəsinin aşağı olması;
- adsorbentin regenerasiya olunmasının sadəliyi;
- qurğunun kompakt, sadə və nisbətən ucuz olması.

- boksit diametri 2-4 mm olan qranul-dənələr şəklində buraxılır (sıxlığı  $\rho = 800 \text{ kq/m}^3$ ).

Qurudulma dərinliyi boksitin doyma dərəcəsiindən asılıdır. Bir dəfə boksit doldurmaqla bir ildən çox qazın qurudulmasını aparmaq mümkündür. Digər adsorbentlər, məsələn, seolit, silikagel 2 -3 il sistemdə işləyə bilər.

Qazların adsorbsiya üsulu ilə qurudulmasının sxemi şəkil 3.24.-də göstərilmişdir. Nəm qaz seperatordan keçərək adsorberə daxil olur və burada oturacaqları perforasiya olunmuş boşqablara tökülmüş bir neçə qat aktivləşdirilmiş boksit qatlarından keçir. Boksit qatının hündürlüyü 60 sm-dən çox olmur. Boksitdən keçən qaz nəmlikdən azad olaraq qaz kəmərinə yönəldilir. Bərk tutucunun doldurulması və qazın həcmi sürətindən asılı olaraq müəyyən zamandan sonra adsorberi bərpa rejiminə, yəni regenerasiya tsiklinə çevirirlər. Regenerasiyadan keçən qazı 2-ci adsorberə yönəldirlər. Boksit qaynar qazı üfürməklə adsorbenti qurudur, yəni regenerasiya edir. Qurudulma zamanı udulmuş bütün nəmlik boksitdən çıxarılır. Boksitin



regenerasiyası aşağıdakı kimi həyata keçirilir: adsorberə regenerasiya sistemini doldurmaq üçün tələb olunan qaz müəyyən miqdarda quru qaz xəttindən təzyiq tənzimləyicisi ilə ayrılır. Bu qaz əvvəl soyuducuya, sonra isə separatora daxil olur. Sonra qaz qızdırıcıda qızdırılır və adsorberə verilir və boksit regenerasiya olunur.

***Şəkil 3.24. Qazın adsorbsiya üsulu ilə qurudulması***

*1 və 5-separatorlar; 2 və 3-adsorberlər; 4-soyuducu; 6-qaz çiləyici;  
7-qızdırıcı; K-kondensat; NQ-nəm qaz; QQ-quru qaz; IQ-ısıdılmış qaz;  
QIQ-quru, qızdırılmış qaz; TT-təzyiq tənzimləyicisi*

Qazları daha dərindən qurutmaq üçün seolitlərdən-malekulyar ələklərdən istifadə olunur. Seolitlər mürəkkəb qeyri-üzvi polimer birləşmələri olmaqla kub şəkilli yarığı olan kristallik quruluşa malik olur. Onların bütün məsamələri standart ölçülərə malik olur, məsln, 5, 7, 112, 13 Å<sup>0</sup> və s. Bunun hesabına seolitlər əsasən kiçik malekulları ayıraraq sorbsiya edir, iri malekullar isə adsorbsiya olunmur. Seolitlər poroşok və ya qranul şəklində (3mm-dən) istifadə olunmaqla yüksək məsaməliliyə (50 %-dən) malik olmaları və məsamələrin böyük səthləri ilə seçilirlər.

Molekulyar ələklərin regenerasiyası üçün 473-573 K-dən qızdırılmış quru qazdan istifadə olunur. Bu məqsədlə qurudulma zamanı qaz axınının əksinə olaraq qızdırılmış quru qaz seolit qatından buraxılır.

### ***3.16. Qazın soyudulmaqla qurudulması***

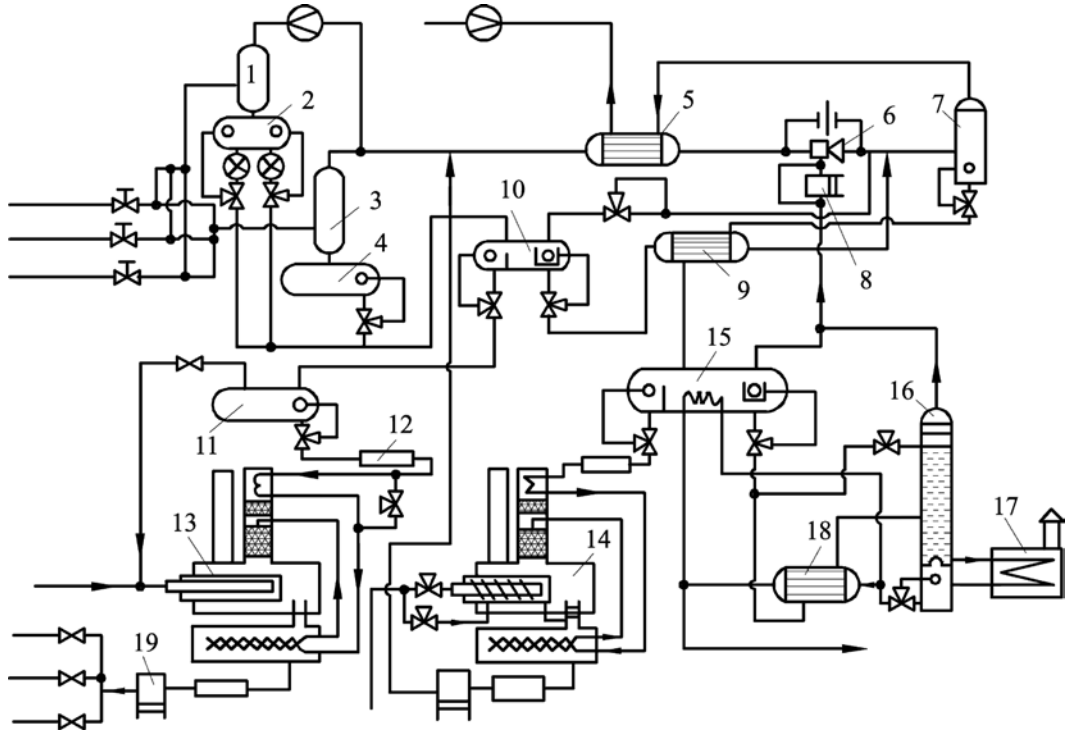
Qazın qurudulması, qaz-kondensat yataqlarından çıxarılan qazlardan aşağı temperaturlu separasiya qurğularında kondensatın ayrılması, individual qaz komponentlərinin alınması, qazların mayeləşməsi zamanı və s. hallarda soyudulma prosesindən istifadə olunur. Aşağı temperaturlu separasiya (ATS) soyutma dərinliyindən asılı olaraq qazdan 80-90%-dən ağır karbohidrogenlərin çıxarılması və qazın nəqli zamanı onun əhəmiyyətli dərəcədə qurudulmasına imkan verir. Praktikada lay təzyiqindən (qazın droselləşməsi yolu ilə) və süni soyuqdan istifadə etməklə nisbətən kiçik temperatur fərqi olan ATS tətbiq olunur.

Detander (porşenli və ya turbinli) qazın daha dərindən soyudulmasına imkan verməklə yanaşı ATS qurğularının xidmət müddətini də artırır.

ATS qurğularında süni soyuqdan (soyuducu maşınlardan) istifadə olunması yataqların işlənməsi başa çatana kimi qazları emal etməyə imkan verir, ancaq bu zaman mədənin abadlaşdırılmasına qoyulan kapital xərcləri 1,5 -2,5 dəfə çoxalır.

ATS-in prinsipial texnoloji sxemi şəkil 3.25-də göstərilmişdir. Quyulardan xam qaz kompleks hazırlanma qurğusuna daxil olur, ilkin droselləmədən sonra (və ya onsuz) maye damlalarından ayrılmaq üçün 1-ci pilləsinin separatoruna (3) göndərilir.

Sonra qaz istilikdəyişdiriciyə (5) göndərilir və orada aşağı temperaturlu separatorundan (7) boru arxası, fəzaya daxil olan qazla soyudulur. İstilik dəyişdiricidən ejetor (6) vasitəsi ilə qaz aşağı temperaturlu separatora daxil olur, burada ki, temperaturun azalması hesabına həm istilikdəyişdirici, həm də



**Şəkil 3.25. Aşağı temperaturlu separasiya üsulunun prinsipial texnoloji sxemi**

ejektorda maye ayrılır. Qurudulan qaz istilik dəyişdiriciyə (5) daxil olur, quyunun məhsulunu soyudur və maddən qaz yığıcı kollektoruna göndərilir. Qeyri stabil kondensat və hidratin yaranmasının qarşısını alan inhibitorun (məsələn DEQ-in) sulu məhlulu 1-ci pillənin separatorundan (3) kondensatçıya (4), sonra isə tutuma (10) daxil olur. Burada kondensatın və DEQ-in sulu məhlulunun ayrılması baş verir. Sonra isə kondensat istilikdəyişdiricidən (9) keçməklə aşağı temperaturlu separasiyadan qabaq qaz axımına, DEQ-in sulu məhlulu isə tutum (11) və süzgəcdən (12) keçməklə mexaniki qarışıqlardan təmizlənmək üçün regenerasiya qurğusuna (13) göndərilir. Regenerasiyadan keçən qlikol qurğudan nasosla (13) hidratəmələgəlmənin qarşısını almaq üçün şleyflərə verilir.

Qeyri-stabil karbohidrogen kondensatı və DEQ-in sulu məhlulu ayıran tutuma (15) göndərilir, harada ki, qaz axınına çiləmk üçün tutumdan (10) daxil olan qeyri stabil kondensatı soyudur. Qlikolun sulu məhlulu süzəgcdən keçərək regenaerasiya qurğusuna (14) daxil olur, oradan nasosla (19) istilik dəyişdiricidən (5) qabaq qaz axınına vurulur.

Kondensat isə ayırıcı tutumdan (15) boruarxası fəzadan keçməklə deetanizatora (16) göndərilir. Deetanizasiya qurğusu boşqablı kalondan, peçdən (17) və istilikdəyişdiricidən (18) ibarətdir. Soyudulan stabil karbohidrogen kondensatı kondensat kəmərinə verilir. Əgər kondensatın daşınması dəmiryolu sisternaları ilə nəzərdə tutularsa, onda onun stabilləşdirilməsi rektifikasiya kalonunda nəzərdə tutulur. Bu zaman küləkləyici (deqazasiya) tutumdan (15) deetanizator (16) qazı isə ştuserdən ümumi axına daxil olur. Əgər təzyiq kifayət deyilsə, onda kompreesordan (8) da istifadə olunması nəzərdə tutulub. Deqazasiya olunmuş qaz da tutumdan (10) ümumi axına qayıdır. Qazın və mayenin debitlərinə vaxtaşırı nəzarət separatorun (1) köməyi ilə həyata keçirilir. Bu məqsədlə separatorun çıxış xəttində ölçü diafraqması və sayğaclı kondensat yığıcısı-ayırıcısı (2) quraşdırılır. Əgər quyuağzında qazın temperaturu kifayət qədər yüksəkdirsə və onun yolunda qazyığıcı məntəqəsinədək hidratlar əmələ gəlmirsə, onda qazın yığım sistemi sadələşir. Quyuların istismar müddətində ATS qurğularında əlavə soyuq mənbələri tələb olunduqda qazın tələb olunan şəh nöqtəsini təmin etmək məqsədilə yığım sistemində ştuser əvəzinə turbodetander quraşdırılır.

Bu zaman adi droselləşmə ilə müqayisədə temperaturun aşağı salınması səmərəliliyini 3-4 dəfə artırmağa imkan verir. Bu halda yığım sistemində ikinci pillənin separatoru nəzərdə tutulur ki, bu da turbodetanderə daxil olan qazdan mayenin ayrılmasına imkan verir. Qurudulmuş qaz istilikdəyişdiricinin



(5) boruarxası fazasından kompressorun girişinə daxil olur, sonra isə mädən kollektoruna göndərilir.

Konkret şəraitdən asılı olaraq yuxarıda qeyd olunan aşağı temperaturlu yığım sistemində bəzi modifikasiyalari da mümkündür. Məsələn, istilikdəyişdiriciyə (5) əlavə olaraq hava və ya su soyuducuları quraşdırılır.

Lay təzyiqi azaldıqca ATS qurğularında qazın separasiya temperaturunu sabit saxlamaq üçün istilikdəyişdiricinin səthinin ardıcıl olaraq artırılması tələb olunur ki, bu da qurğunun quruluşunda dəyişikliklər edilməsini tələb edir. Ancaq elə moment yaranır ki, bu artıq qeyri-rasional olur. Bu halda soyuq xaricdən verilir və ya qazın hazırlanmasının digər üsullarından istifadə olunur.

Qeyd etmək lazımdır ki, istənilən tip ATS qurğusunun işinin səmərəliliyi quyuların istismarının texnoloji rejimindən çox asılıdır. İşlənilmə layihələrində qaz-kondensat yataqlarında qazın optimal separasiya təzyiqi hər bir tərkibli qaz qarışığı üçün təcrübə yolu ilə müəyyən edilən maksimal kondensləşmə təzyiqinə bərabər götürülür.

Qazın magistral boru kəmərinə bir fazalı hərəkətini təmin etmək üçün separasiya temperaturu qaz kəmərinin temperatur rejimi nəzərə alınmaqla seçilir.

### ***3.17. Qazın odorizasiyası***

Təbii qaz, əgər hidrogen -sulfiddən təmizlənibsə, rəngsiz və iysiz olur. Odur ki, baş verən qaz sızmalarını aşkar etmək çox çətinlik törədir.

Qazın nəqlinin və istifadə olunmasının təhlükəsizliyini təmin etmək məqsədilə onu *odorizasiya* edirlər, yəni qaza kəskin, arzuolunmaz iy verirlər. Bu məqsədlə qaza xüsusi odorantlar qatılır. Bu zaman onların yanma

məhsulları fizioloji cəhətdən ziyansız, kifayət qədər uçucu (qaynama temperaturu aşağı) olmalı, korroziyaya səbəb olmamalı, kimyəvi olaraq qazla qarşılıqlı əlaqəyə girməməli, su və ya karbohidrogen kondensatı tərəfindən udulmamalı, torpaq və əşyalarla güclü sorbsiya edilməməlidirlər. Odorontlar həmçinin baha olmamalıdır. Qeyd olunan tələblərə ən çox cavab verən odorontlardan etilmerkaptanları misal göstərmək olar. Lakin etilenmerkaptanlardan istifadə etdikdə onlara xas olan çətinləşmə cəhətləri də nəzərə almaq lazımdır.

Məsələn, toksiki cəhətdən onlar hidrogensulfid qədər zərərliyə. Əgər qaz emala göndərilirsə, onda onu merkaptandan təmizləmək lazımdır. Əks halda onlar katalizatorları zəhərləyir. Etimerkaptan metal oksidləri ilə kimyəvi cəhətdən qarşılıqlı əlaqəyə girdiyindən, odorizasiya olunmuş qazın nəqli zamanı tədricən odorantın iyi zəifləyir.

Etilmerkaptanlardan başqa qazın odorizasiyası məqsədilə həmçinin sulfan, metilmerkaptan, propilmerkaptan, kalodorant, pentalaramdan və s. istifadə olunur. Odorant kimi tərkibində kükürd və kükürd birləşmələri olan təbii qazların təmizlənməsi zamanı alınan merkaptan qarışıqlarından da istifadə olunur. Qazın odorizasiyası qaz kəmərlərinin baş tikililərində və qazpaylayıcı stansiyalarda aparılır.

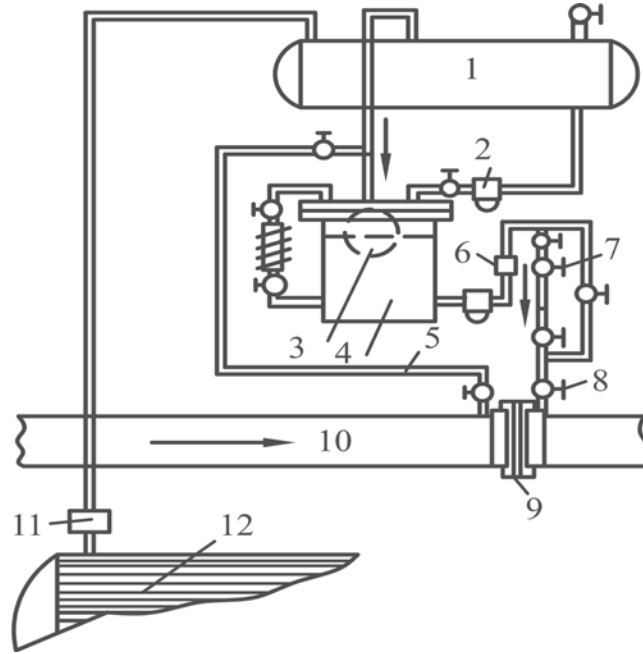
Qazda odorant buxarlarının qatılığı elə olmalıdır ki, aşağı partlayış

həddinin  $\frac{1}{5}$ -dən çox olmayan qazın həcmi qatılığında kəskin iy hiss olunsun.

Etilmerkaptanın orta illik sərf norması hər 1000 m<sup>3</sup> qaza 16 q təşkil edir. Adətən, qış vaxtlarına nisbətən yay aylarında odorantın sərfi 2 dəfə az olur.

Qaz axınına odorantı daxil etmək üçün istifadə olunan qurğu odorizator adlanır. Odorizatorlar *damcılı*, *buxarlandırıcı* və *barbotajlı* olurlar. Damcılı

odarizatorların köməyi ilə odorant qaz kəmərinə damlalar və ya nazik şırnaqla daxil edilir (şəkil 3.26).

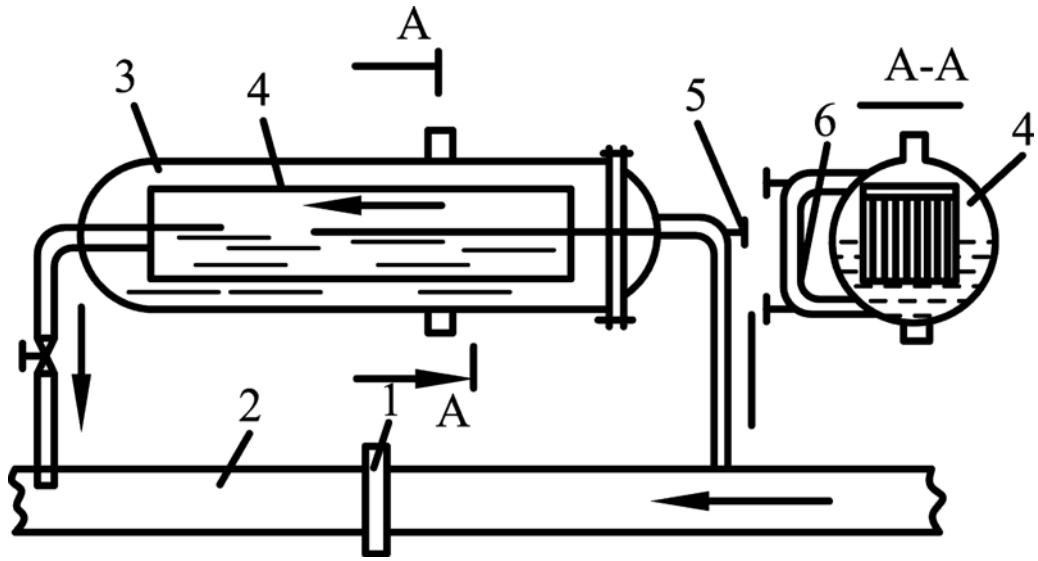


**Şəkil 3.26. Diafraqmalı damcılı odorizator**

*1-odorant üçün baçok; 2-çökdürücü-süzgəc; 3-süzgəc; 4- üzgəcli kamera; 5,8-birləşdirici borucuqlar; 6-nazik diafraqma; 7-baxış şüşəsi; 9-qaz kəmərinə diafraqma; 10-qaz kəməri; 11-əl nasosu; 12-ehtiyat tutum*

Odarizator diafraqmanın köməyi ilə yaradılan təzyiqlər fərqi hesabına fəaliyyət göstərir. Odorant üzgəcli kameradan, diafraqmadan, baxış şüşəsindən keçməklə nazik borucuqla qaz kəmərinə daxil olur. Üzgəc kamerasında bütün vaxt sabit səviyyə saxlanılır. Odorantın sərfinin dəyişməsinə diafraqmanın dəyişdirilməsi ilə nail olunur.

Hal-hazırda ən çox geniş tətbiq olunan odorizator buxarlandırıcı və barbotajlı odorizatorlar hesab edilir. Bu odraizatorlar uyğun olaraq şəkil 3.27 və 3.28-də göstərilmişdir.

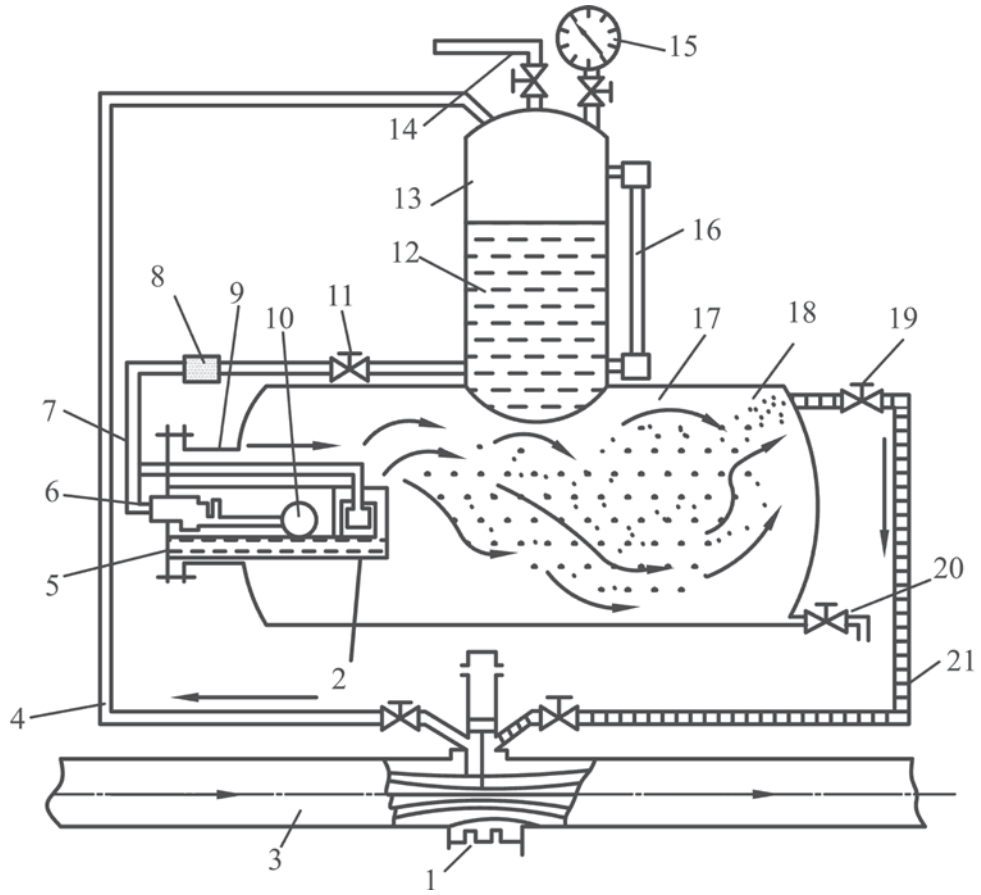


**Şəkil 3.27. Buxarlandırıcı (fitilli) odorizator**

*1-diafraqma; 2- qaz kəməri; 3- çən; 4-şaquli asılmış fitillər;  
5-tənzimləyici ventily; 6-ölçü şüşəsi*

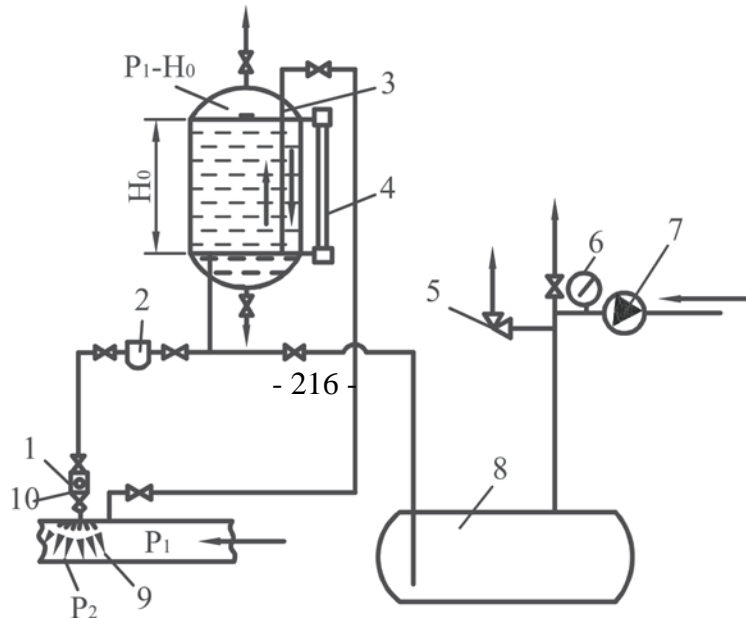
Bu odorizatorlar üçün odorantın sərfi ilə qazın sərfi arasında düz mütənasib asılılıq yoxdur. Belə ki, odorantın daxil edilməsi kəmərdən keçən qazın miqdarından asılı olmayaraq dəyişən maye sütununun təsiri ilə baş verir. Gün ərzində sərfin dəyişməsi (rəqsi) zamanı qurğunun iş rejiminin tez-tez dəyişdirilməsi tələb olunur. Bu zaman tənzimləmə işi əl ilə aparıldığı üçün, dozalamanın dəqiqliyi xidmət göstərən personalın təcrübəsindən asılı olacaqdır.

Hal-hazırda bir sıra qazpaylayıcı stansiyalarda qazın odorizasiyası üçün yarıavtomatik qurğular tətbiq olunur. Bu qurğular konstruksiya baxımından sadə, etibarlı olmaqla praktiki olaraq odaranatın və qazın sərfələri arasında mütənasib asılılıq da təmin edir (şəkil 3.29).



**Şəkil 3.28. Barbotajlı odorizator**

1-diafraqma; 2-barbotajlı kamera; 3-qaz kəməri; 4-qazı təzyiq altında daxil edən borucuq; 5-boşqab; 6-klapan; 7-qidalanma borusu; 8 süzgəc; 9-qazı barbotajlı kameraya daxil edən borucuq; 10-səviyyə tənzimləyən üzgəc; 11- ventily; 12-etilmerkaptan; 13-sərf baki; 14-etilmerkaptanın anbardan çıxış borusu; 15-manometr; 16-səviyyəni göstərən şüşə boru; 17-odorizator tutumu; 19-tənzimləyici ventily; 20-boşaldıcı kran; 21-qaz çıxan xətt



### ***Şəkil 3.29. Yarımavtomat odorizasiya qurğusu***

Qurğu aşağıdakı kimi işləyir: qaz kəmərinə qaz axını yolunda diafraqma (9) quraşdırılır, hansında ki, qazın sərfindən asılı olaraq müəyyən təzyiqlər fərqi yaradılır. Qaz  $P_1$  təzyiqi altında diaqramdan əvvəl odorant olan baçoka (3) daxil olur və odorant sütununa uyğun  $(P_1 - H_0 \rho g)$  təzyiqini yaradır. Odorant süzgəcdən (2) və şkalalı soplodan (1) keçərək kəmərdə diafraqmanın arxasına  $P_2$  təzyiqi ilə çilənir. Bu təzyiq diafraqmadan keçən qazın miqdarından asılı olaraq dəyişilir və bununla qazın və odorantın səfləri arasında mütənasiblik əldə olunur. Səviyyə göstərən şüşə (4) odorantın sərfinə nəzarət etməyə imkan verir.

Qazın odorizasiya dərəcəsinin dəyişməsi soplo borusunun diametrinin dəyişməsi ilə əldə olunur. Soplo borusunun diametri aşağıdakı ifadəyə əsasən müəyyən edilir:

$$D = \sqrt{\frac{4G}{\pi\varphi\sqrt{2gP_a}}}$$

Burada  $G$  – hər 1000 m<sup>3</sup> qaz üçün odorantın sərfi;  $\varphi$  – axma əmsalı,  $\varphi = 0,82$ ;  $P_a$  – odorantın axma təzyiqidir.

Odorizasiya dərəcəsi xromotoqrafik üsulla təyin edilir.

### ***3.18. Təbii qazların kükürd birləşmələri və karbon qazından təmizlənməsi***

Bir çox yataqlardan istehsal olunan təbii qazların tərkibində kükürd birləşmələri və karbon qazı (turş qazlar) da olur. Kükürd birləşmələri qazların emalı proseslərində katalizatorları zəhərləyir, yanma zamanı  $\text{SO}_2$  və  $\text{SO}_3$  birləşmələri əmələ gətirir ki, onların da havada qatılığı çox olduqda insan və ətraf mühit üçün qorxu törədir. Hidrogen sulfid ( $\text{H}_2\text{S}$ ) və karbon qazı ( $\text{CO}_2$ ) su mühitində polad borularını, boru kəmərinin avadanlıqlarını, kompressor maşınlarını korroziyaya uğradır. Bu qazların olması hidratəmələgəlmə prosesini sürətləndirir. Hal-hazırda təbii qazların tərkibində  $\text{H}_2\text{S}$ -in miqdarının  $5,7 \text{ mq/m}^3$ ; ümumi kükürdün  $-50 \text{ mq/m}^3$ -dan çox olmamasına;  $\text{CO}_2$ -nin isə 2%-dək olmasına icazə verilir.

Belə ki,  $\text{H}_2\text{S}$ -dən ən təmiz və ucuz kükürd alınır. Kükürdlü təbii qazların təmizlənməsinin müasir problemləri kükürdün istehsalı və hava bəssəyninin təmizliyinin təmin edilməsi ilə bağlıdır.

Təbii qazlardan turş komponentlərin çıxarılması üçün regenerativ absorbsiya proseslərlə istifadə olunur. Kimyəvi və ya fiziki absorbsiya prosesində turş komponentlər qazdan çıxarılır. Doymuş absorbentin regenerasiyası zamanı kükürd istehsalı qurğusuna göndərilən turş qaz axını alınır.

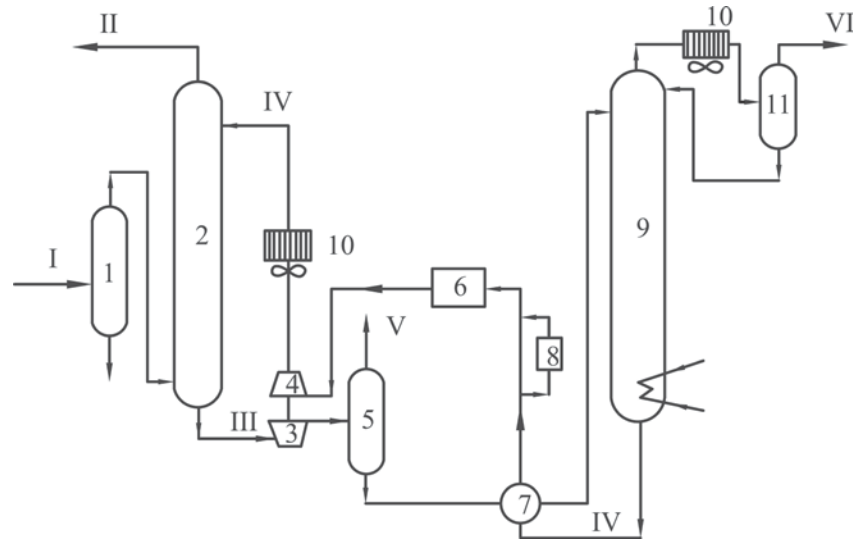
Kimyəvi absorbsiya proseslərində uducuların sulu məhlullarından istifadə olunur ki, həmin məhlullar qazın turş komponentləri ilə əks reaksiyaya girirlər.

Kimyəvi uducular kimi monoetanolamin, dietanolamin, diizopropanolamin, diqlikolamin, qələvi metalların duz məhlulları və s. istifadə olunur.

Kimyəvi absorbsiya üsulu ilə təbii qazın təmizlənməsi sxemi şəkil 3.30-da göstərilmişdir.

Fiziki absorbsiya üsulu ilə turş qazların təbii qaz axınından çıxarılması üçün aşağıdakı üzvi həlledicilərdən istifadə olunur: metanol, propilenkarbonat, dimetil efiri, polietilenqlikol və s. Fiziki absorbsiya prosesləri absorbentın turş qazlarda yüksək doyma dərəcəsi və uducuların aşağı sirkulyasiya sürəti, aşağı enerji xərcləri, avadanlıqların kiçik qabaritli və sadə olması ilə xarakterizə olunur.

Fiziki absorbsiya ilə qazın təmizlənməsinin tipik sxemi şəkil 3.31-də göstərilmişdir.



**Şəkil 3.30. Təbii qazın kimyəvi absorbsiya üsulu ilə təmizlənməsi**

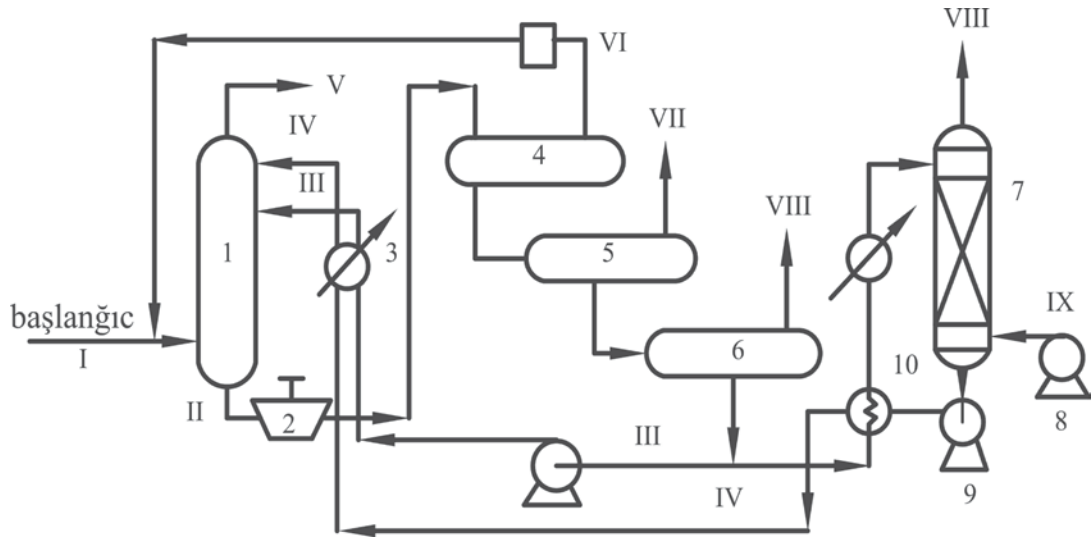
*I-xam qaz; II-təmizlənmiş qaz; III-doymuş absorbent; IV-regenerasiya olunmuş absorbent; V-küləkləyici qaz; VI-turş qaz; 1-giriş separatoru;*

*2-absorber; 3-hidravlik turbin; 4-nasos; 5-küləkləyici; 6-aralıq tutum;*

*7-istilikdəyişdiricisi;8-süzgəc; 9-desorber; 10-hava soyuducus;*



### 11-separator



**Şəkil 3.31. Fiziki absorpsiya ilə qazın təmizlənməsi sxemi**

*I-giriş qazı; II-doymuş absorbent; III-kobud regenerasiya olunmuş absorbent; IV-yaxşı regenerasiya olunmuş absorbent; V-təmizlənmiş qaz; VI- dövrədən çıxan qaz; VII-orta təzyiqli küləkləyici qaz; VIII-turş qaz; IX-hava və ya inert qaz; 1-absorber; 2-təzyiqi aşağı salan turbin; 3-soyuducu; 4,5,6-uyğun olaraq 1-ci, 2-ci və 3-cü küləkləmə pillələri; 7-buxarlandırıcı kalon; 8-hava vurucu; 9-nasos; 10-istilikdəyişdiricisi*

Təbii qazın təmizlənməsi zamanı ikinci əməliyyat kükürd birləşmələrindən kükürdün alınmasıdır.

### **Yoxlama sualları**

- 1. Neftin və qazın nəqlə hazırlanması hansı zərurətdən irəli gəlir?**
- 2. Neftin və qazın nəqlə hazırlanması hansı üsullarla və necə aparılır?**
- 3. Neft emulsiyaları necə yaranır və hansı xassələrə malikdir?**

4. *Neftdən suyun ayrılma üsullarını göstərin.*
5. *Neftin sudan mexaniki üsulla təmizlənməsi nə deməkdir?*
6. *Neftin termo-kimyəvi deemulsiyası necə həyata keçirilir?*
7. *Neftin qazsızlaşdırılması və ya stabilləşdirilməsi üsulları hansılardır?*
8. *Hansı separatorlar mövcuddur və onlar nə ilə fərqlənir?*
9. *Rektifikasiya nədir?*
10. *Neftin, qazın hansı uyğun sistemləri var və onlara olan tələblər hansılardır?*
11. *Təbii qaz mexaniki qarışıqlardan necə təmizlənir?*
12. *Hidrat birləşmələri nədir və onların yaranmasına qarşı hansı mübarizə üsulları var?*
13. *Qaz kəməri boyu nəmlik necə dəyişir?*
14. *Şeh nöqtəsi nədir?*
15. *Qazların qurudulması üçün hansı üsullar mövcuddur?*
16. *Qazların qurudulması üçün hansı sorbsiya üsullarını bilirsiniz?*
17. *Qazın soyudulmaqla qurudulması nə deməkdir?*
18. *Qazın odarizasiyası nədir və necə aparılır?*
19. *Hansı odarizasiya qurğularını tanıyırsınız?*