

# MÜNDƏRİCAT

## СОДЕРЖАНИЕ

## CONTENT

4 | **Bakı Enerji Həftəsi**

### GEOLOGIYA VƏ GEOFİZİKA

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА / GEOLOGY AND GEOPHYSICS

**Ibadova V.G., Khalilov N.N.**

Analysis and evaluation of chemical analysis results of produced waters using statistical methods (on the example of the Puta deposit)

**Ibadova V.Q., Xəlilov N.N.**

8 | Statistik metodlarla lay sularının kimyəvi analiz nəticələrinin təhlili və qiymətləndirilməsi (Putə sahəsi təmsalında)

**Ибадова В.Г., Халилов Н.Н.**

Анализ и оценка результатов химического анализа пластовых вод с использованием статистических методов (на примере месторождения Пута)

### QUYULARIN QAZILMASI

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / WELL DRILLING

**Jabbarova G.V., Iskandarov V.A.**

Enhancing torque and drag modeling accuracy through Python-based workflow

**Cabbarova G.V., İskəndərov V.A.**

15 | Python əsaslı avtomatlaşdırılmış alqoritm vasitəsilə burucu moment və sürtünmə qüvvələrinin modelləşdirilməsi dəqiqliyinin artırılması

**Джаббарова Г.В., Искендеров В.А.**

Повышение точности моделирования крутящего момента и сил сопротивления с помощью автоматизированного алгоритма на базе Python

### NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ İŞLƏNMƏSİ VƏ İSTİSMARI

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL AND GAS FIELDS

**Musayev Z.S., Abbasov C.S., Məmmədova V.V.**

Neft-qaz yataqlarında anomal yüksək məsəmə təzyiqinin qiymətləndirilməsi

**Мусаев З.С., Аббасов Дж.С., Мамедова В.В.**

25 | Оценка аномально высокого порового давления на нефтегазовых месторождениях

**Musayev Z.S., Abbasov J.S., Mamedova V.V.**

Assessment of anomalous high pore pressure in oil and gas fields

#### Redaksiya

"Azərbaycan neft təsərrüfatı"

#### Baş redaktor

İ.S.Quliyev

#### Baş redaktorun müavinləri

E.Q.Şahbazov

M.N.Şixiyev

#### Məsul katib

S.F.Əbdülsalamlı

#### Referent

K.T.Səfərova

#### Baş mühasib

A.A.Yusifova

#### Aparıcı mühasib

Ş.N.Məmmədova

#### İqtisadçı

M.H.Cavadova

#### Redaksiya şöbəsinin rəhbəri

X.A.Qədimova

#### Redaksiya şöbəsi rəhbərinin müavini

A.R.Muradova

#### Böyük elmi redaktor

L.Ə.Şixiyeva

#### Böyük redaktor

L.M.Şükürova

#### Xüsusi müxbir

A.Q.Əhmədov

#### Tərtibat şöbəsinin rəhbəri

V.V.Şorkin

#### Tərtibat şöbəsinin mütəxəssisləri

Ə.Z.Abdullayev

Z.R.Əsgərov

E.Ə.Seyfullayeva

## Редакция

"Азербайджанское  
нефтяное хозяйство"

## Главный редактор

И.С.Гулиев

## Заместители главного редактора

Э.Г.Шахбазов

М.Н.Шихиев

## Ответственный

### секретарь

С.Ф.Абдулсаламлы

## Референт

К.Т.Сафарова

## Главный бухгалтер

А.А.Юсифова

## Ведущий бухгалтер

Ш.Н. Мамедова

## Экономист

М.Г.Джавадова

## Руководитель редакционного отдела

Х.А.Гадимова

## Заместитель руководителя редакционного отдела

А.Р.Мурадова

## Старший научный редактор

Л.А.Шихиева

## Старший редактор

Л.М.Шукюрова

## Специальный корреспондент

А.Г.Ахмедов

## Руководитель отдела оформления

В.В.Шоркин

## Специалисты отдела оформления

А.З.Абдуллаев

З.Р.Аскеров

Э.А.Сейфуллаева

## NEFTQAZÇIXARMANIN TEXNİKA VƏ TEXNOLOGİYASI

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

TECHNIQUE AND TECHNOLOGY OF OIL-GAS PRODUCTION

### Eyvazov J.M., Aslanov T.A.

Experimental study on magnetic field influence in ferrofluid plugging compositions for wellbore consolidation

### Eyvazov C.M., Aslanov T.Ə.

31 Quyu lüləsinin konsolidasiyası üçün ferroflüid tıxanma kompozisiyalarında maqnit sahəsinin təsirinin eksperimental tədqiqi

### Эйвазов Дж.М., Асланов Т.А.

Экспериментальное исследование влияния магнитного поля на ферромагнитные тампонажные составы для укрепления ствола скважин

## NEFTİN, QAZIN HAZIRLANMASI VƏ NƏQLİ

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА

PREPARATION AND TRANSPORTATION OF OIL AND GAS

### Abdullazadə N.E.

Xəzər dənizi şəraitində neft və qaz sualtı boru kəmərləri üzrə hidratəmələgəlmə riski

### Абдуллазаде Н.Э.

36 Риск образования гидратов в подводных нефтегазовых трубопроводах в условиях Каспийского моря

### Abdullazade N.E.

Risk of hydrate formation on oil and gas submarine pipelines in the Caspian Sea conditions

## NEFT EMALI VƏ NEFT KİMYASI

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ

OIL REFINING AND PETROLEUM CHEMISTRY

### Abbasov V.M., Nadjafova M.A., Yolçuyeva U.Dj., Abdullaeva Yu.A., Akhmedbekova S.F., Bayramov M.A.

Перспективы применения современных физических методов анализа для исследования нефти

44 Abbasov V.M., Nəcəfova M.A., Yolçuyeva U.C., Abdullayeva Y.A., Əhmədbəyova S.F., Bayramov M.A.

Neft tədqiqatı üçün müasir fiziki analiz metodlarının tətbiqi perspektivləri  
Abbasov V.M., Najafova M.A., Yolchuyeva U.J., Abdullayeva Yu.A., Akhmedbekova S.F., Bayramov M.A.

Prospects of application of modern physical methods of analysis for oil research

## EKOLOGİYA VƏ SƏNAYE TƏHLÜKƏSİZLİYİ

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

ECOLOGY AND INDUSTRIAL SAFETY

### Ponyakin M.A.

Changes in the wettability and absorption behaviour of radiation-induced pipe line sediments

### Ponyakin M.A.

60 Radiasiya ilə əlaqəli boru xətti çöküntülərinin islanma və absorbsiya qabiliyyətindəki dəyişikliklər

### Понякин М.А.

Изменения смачиваемости и абсорбционной способности отложений в трубопроводах, связанные с радиацией

## GƏNC ALİM VƏ MÜTƏXƏSSİSLƏR

МОЛОДЫЕ УЧЕНЫЕ И СПЕЦИАЛИСТЫ  
YOUNG SCIENTISTS AND PROFESSIONALS

### Qaraşov Q.S.

Katalitik krekinq prosesinin kimyəvi mexanizmləri  
və müasir neft emalı sənayesində rolu

Гарашов Г.С.

69 Химические механизмы процесса каталитического крекинга и его роль  
в современной нефтеперерабатывающей промышленности

Garashov G.S.

Chemical mechanisms of the catalytic cracking process and its role  
in the modern oil refining industry

## İQTİSADİYYAT, İDARƏETMƏ, HÜQUQ

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО  
ECONOMY, MANAGEMENT AND LAW

### Səfərov Q.Ə., Sadıqova S.S.

Neft-qaz kompleksinin dayanıqlı inkişafında insan amili

Сафаров Г.А., Садыгова С.С.

76 Роль человеческого фактора в обеспечении устойчивого  
развития нефтегазового комплекса

Safarov G.A., Sadigova S.S.

The human factor in the sustainable development of the oil and gas complex

## YUBİLYARI TƏBRİK EDİRİK

ПОЗДРАВЛЯЕМ ЮБИЛЯРА  
CONGRATULATIONS TO ANNIVERSARY CELEBRANT

82 **Salmanov Əhməd Mayıs oğlu – 65 il!**

## YADDAŞ

ПАМЯТЬ / MEMORY

83 **Hüseynov Hübət Paşa oğlu – 100 il**

Yığılmağa verilib 11.05.2026. Çapa imzalanıb 08.07.2026.  
Format 60 x 84 1/8. Tabaşirli kağız.  
Ofset çap üsulu. Şərti çap vərəqi 9.7. Hes.-nəş.vərəqi 10.1  
Tirajı 500 nüsxə. Sifariş  
Qiymət sərbəstdir. Qeydiyyat №-si 256.

Redaksiyanın ünvanı: Bakı, AZ1112,  
Həsən bəy Zərdabi prospekti, 88a.  
Telefon: +(99412) 521-15-48.  
Telefon-faks: +(99412) 433-89-64.  
www.ant.socar.az  
e-mail: office.aoi@socar.az

"Neftqazelmitedqiqatlayihə" İnstitutu,  
Mərkəzləşdirilmiş Mətbəə.  
Ünvan: Bakı, AZ1112,  
Həsən bəy Zərdabi prospekti, 88a.

## EDITORIAL STAFF

"Azerbaijan Oil Industry"

### Editor-in-Chief

I.S.Guliyev

### Deputy Editors-in-Chief

E.G.Shahbazov

M.N.Shikhiyev

### Executive secretary

S.F.Abdulsalamly

### Referent

K.T.Safarova

### Chief accountant

A.A.Yusifova

### Senior accountant

Sh.N.Mammadova

### Economist

M.G.Javadova

### Chief of Editorial department

Kh.A.Gadimova

### Deputy Chief of Editorial department

A.R.Muradova

### Senior science editor

L.A.Shikhiyeva

### Senior editor

L.M.Shukurova

### Special correspondent

A.G.Ahmadov

### Cheif of Formatting department

V.V.Shorkin

### Formatting department specialists

A.Z.Abdullayev

Z.R.Asgerov

E.A.Seyfullayeva

# BAKU ENERGY WEEK



## Bakı Enerji Həftəsi

İyunun 1-də Azərbaycan Respublikasının Prezidenti İlham Əliyev Bakı Ekspo Mərkəzində Bakı Enerji Həftəsi çərçivəsində keçirilən 31-ci Beynəlxalq Xəzər Neft və Qaz Sərgisi “Caspian Oil and Gas”, 14-cü Xəzər Beynəlxalq Təmiz Enerji Sərgisi “Caspian Power” və 31-ci “Baku Energy Forum”un rəsmi açılış mərasimində çıxış edib:

-Sabahınız xeyir, xanımlar və cənablar.

Mən “Bakı Enerji Həftəsi”nin bütün iştirakçılarını salamlayıram, bu cür böyük tədbirə uğurlar arzu edirəm.

Artıq qeyd edildiyi kimi, Xəzər Neft və Qaz Sərgisi müasir Azərbaycanın enerji inkişafının bünövrəsini qoydu. Vaxt ötdükcə o dəyişdi, daha böyük vüsət aldı və hazırda çoxsaylı tədbirlər və xeyli faydalı mərasimlərlə yadda qalan “Bakı Enerji Həftəsi” adlanır. Haqlı olaraq bildirildi ki, dünyanın ən iri qaz yataqlarına aid “Şahdəniz-1” müqaviləsi dəqiqliklə 30 il əvvəl, 1996-cı ilin iyununda imzalanıb. Beləliklə, sayı artan ölkələrin enerji təhlükəsizliyinə töhfə verən Azərbaycanın müasir qaz hasilatında yeni

səhifə açıldı. Bu tədbirin əhəmiyyəti, həmçinin ABŞ Prezidenti Donald Trampın nəzakətli məktubunda əks olunub.

Bu bir daha göstərir ki, “Bakı Enerji Həftəsi” qlobal enerji səhnəsində həqiqətən aparıcı tədbirlərdən biridir. Mən nəzakətli məktubuna görə Prezident Trampa çox minnətdaram və həmçinin tədbirə məktub göndərmiş Türkiyə Prezidenti Ərdoğana və Birləşmiş Krallığın Baş naziri Starmerə təşəkkürümü bildirirəm.

Enerji məsələsini yenidən normal məcraya qaytardığına görə Prezident Trampa daha bir təşəkkür düşür. Hamımız bilir ki, uzun illər neft və qaz hasilatı ilə məşğul olan ölkələr və şirkətlərə damğa vurulurdu, bəzən qarayaxma obyektinə çevrilirdilər, planetin dağıdılmasında ittiham olunurdular. Hər hansı əsas olmadan, ictimai rəylə küncə sıxışdırılırdılar.

Prezident Tramp bu trendi dəyişdi və bu, həqiqətən əla hadisə oldu, çünki hamımız bilir ki, hətta bəzi iri neft şirkətləri dırnaqarası müasir trendə uyğun olmaq xatirinə öz adlarını dəyişirdilər. Lakin reallıq tamamilə fərqlidir. Dünya faydalı qazıntı olmadan yaşaya bilməz. Hamı-

mız daha yaxşı iqlimi, planetin qorunmasını istəyirik. Lakin bu gün biz pragmatik olmalıyıq, enerji təhlükəsizliyi və həmçinin bərpaolunan enerjiyə sərmayə yatırmaqla yanaşı, öz gələcəyimizi planlaşdırmalıyıq. Düşünürəm, irəliyə doğru aparan yol belədir!

Bir sözlə, hesab edirəm ki, hazırda global enerji səhnəsində baş verən hallar ABŞ Prezidentinin çox müdrik və pragmatik siyasəti sayəsində ərsəyə gəlmişdir. Hamımız ona bir daha minnətdarıq. Ölkələr neft və qazın mövcud olmasına görə günahlandırılmalı deyil, çünki neft və qaz digər adi əmtəə kimidir. Hər bir ölkə torpağının təkində və ya dənizinin dibində olanı öz inkişafı üçün istifadə edir. Öz müstəqilliyinin əvvəlində Azərbaycanda məhz belə hal idi. Neft və qaz bizim üçün müstəqil ölkə kimi yaşamağın yeganə yolu oldu. Beləliklə, ölkələr neftin olub-olmaması ilə deyil, gəlirlərdən necə istifadə etdiklərinə görə mühakimə edilməlidir. Diqqət yetirilməlidir ki, öz ölkəsinin inkişafı, xalqının daha yaxşı yaşayış şəraitinin təminatı, yaşıl gündəlik məsələlərinə enerjinin istehsalından əldə edilən vəsaitləri onlar necə sərmayə kimi yatırır. Düşünürəm ki, Azərbaycan çox bariz nümunədir. Bütün bunlar göstərir ki, ölkənizi beynəlxalq sərmayələrə açıq edəndə, milli maraqlara əsaslanan müdrik siyasət aparanda siz uğur qazanırsınız.

Hörmətli iştirakçı və təşkilatçı tərəfindən qeyd edildi ki, Azərbaycanın enerji inkişafı 1994-cü ildə başladı. Yeri gəlmişkən, təşkilatçılara da öz dərin təşəkkürümüzü bildiririk. Əgər 1994-cü ilə nəzər salsaq, keçmişdə Azərbaycanın çox ağır vəziyyətdə olduğunu görə bilərik. Ölkə iqtisadi baxımdan tam qarışıq, siyasi baxımdan qeyri-sabit idi. Ərazinin təxminən 20 faizi Ermənistanın işğalı altında idi. Bir milyon qaçqın var idi və həmin vaxt, bu, ola bilsin, adam başına düşən ən yüksək qaçqın sayı idi. Bizim heç bir vəsaitimiz yox idi. Elektrik enerjisini idxal edirdik. Biz hətta təbii qazı idxal edirdik. Yoxsulluq səviyyəsi 50 faizdən artıq idi. İşsizlik geniş yayılmışdı. Müstəqil ölkə kimi yaşamaq və irəliyə getməkdə bizim üçün yeganə yol sahib olduğumuz təbii sərvətlərdən istifadə idi. Azərbaycan ilk ölkə idi ki, Xəzərin ehtiyatlarını beynəlxalq neft şirkətlərinə açıq etdi. Həmin vaxtdan etibarən çox hadisələr oldu.

Əgər bu gün biz Azərbaycana nəzər salsaq

həmin transformasiyaya gəldikdə, bu sərvətlərdən necə istifadə etdiyimizə, onun yenidən sosial infraqstruktura, təhsilə, səhiyyəyə, enerji sahəsinin inkişafına yatırdığımızı əsasən deyə bilərik ki, ölkələr necə inkişaf etməlidir və bu yol 1990-cı illərin əvvəlində üzləşdiyimiz eyni problemlərdən müəyyən dərəcədə əziyyət çəkən ölkələr üçün örnək olmalıdır.

Bu gün Azərbaycanın iqtisadi fəaliyyəti çox müsbətdir. Aparıcı beynəlxalq reyting agentliklərindəki reytingimiz ildən-ilə artır. Hazırkı vəziyyətə görə bizim artıq investisiya dərəcəli reytingimiz var. Yoxsulluq səviyyəsi 5 faizə enib, işsizlik də təqribən eyni rəqəm səviyyəsindədir. Biz xarici borcumuzu əhəmiyyətli dərəcədə azalda bildik. Başlanğıcda biz borc götürmək məcburiyyətində idik, lakin sonra strategiyamızı borc götürməyi dayandırmaq və borcları ödəmək oldu ki, biz istənilən beynəlxalq maliyyə institutundan asılı olmağa. Bu gün bizim xarici borcumuz dünyada ən aşağı xarici borclardandır və o, təqribən ümumi daxili məhsulun 6 faizindən çoxdur.

Biz ehtiyatlarımızı Dövlət Neft Fondu və Mərkəzi Bankda topladıq. Beləliklə, ehtiyatlarımız xarici borcu 18 dəfədən çox üstələyir. Bütün bunlar birinci növbədə bizim təbii sərvətlərimizdən düzgün istifadə etdiyimizə görə baş verdi. Biz həm investorlara, həm də ev sahibi ölkəsinə qazanc gətirən vəziyyəti yaratdıq. Biz milli maraqlar üzərində dayanan çox pragmatik siyasət həyata keçirdik və işimizə müdaxilə etmək, bizə pis məsləhət vermək istəyənlərə qulaq asmadıq. Biz hər bir işi strategiyamız əsasında etdik. Bütün taktiki gedişlərimiz həmin strategiyaya əsaslanırdı. Biz demək olar ki, 30 il ərzində işğal altında qalmış torpaqlarımızı azad edən güclü ordu qurduq. Biz cəmi 44 gün ərzində Ermənistanı tamamilə məğlub etdik və kapitulyasiya aktını imzalamağa məcbur etdik. Əlbəttə ki, müharibədə qələbə dedikdə, sadəcə, pul və hətta silahlar nəzərdə tutulmur. Söhbət döyüş ruhundan gedir. Lakin gəlin etiraf edək, ordunu qurmaq üçün pulumuz olmasaydı, yəqin ki, bu gün hələ də torpaqlarımız işğal altında olardı. Beləliklə, Azərbaycanın inkişafı, - istər sosial, iqtisadi, hərbi, istərsə də xarici siyasət olsun, - bütün bunlar onu nümayiş etdirir ki, təbii sərvətlərdən düzgün istifadə olunan zaman onlar bir çox üstünlüklərə yol açə bilər.

Enerji təhlükəsizliyi. Biz hamımız ondan da-

nışırıq, xüsusilə indi Yaxın Şərqdəki böhran bir çox ölkələrin, istehsalçı və istehlakçıların enerji təhlükəsizliyinə ciddi zərbə vurduğu vaxtda. Biz bunun üzərində uzun illər çalışmışıq. Biz böyük sərmayələr yatırmışdıq və Xəzər dənizini Aralıq dənizi ilə ilk dəfə birləşdirən Bakı-Tbilisi-Ceyhan, Xəzər dənizini Qara dənizlə birləşdirən Bakı-Supsa neft kəmərləri kimi irimiqyaslı infrastruktur layihələrinə başlamışdıq. Cənubi Qafqaz qaz kəməri ilə günümüzün ən iddialı enerji infrastruktur layihələrindən biri olan Cənub Qaz Dəhlizini təşkil edən TANAP və TAP, Trans-Anadolu və Trans-Adriatik qaz kəmərləri 3500 kilometr uzunluğunda birləşmiş boru xətti sistemindən ibarətdir. Layihənin bir hissəsi yüksək dağlıq ərazidən keçir, bir hissəsi isə dənizin dibinə gedir. Bu gün bu layihə sayı artmaqda olan ölkələrin enerji təhlükəsizliyini təmin edir. Biz bu layihəyə başladıq və bizimlə birlikdə olan tərəfdaş ölkələrə və şirkətlərə minnətdarıq.

Bu gün Avropa enerji bazarının Cənub Qaz Dəhlizi olmadan necə olacağını təsəvvür etmək çətindir. Qeyd etdiyim kimi, biz sayı artmaqda olan ölkələri qazla təchiz edirik. Keçən il burada – “Bakı Enerji Həftəsi”ndə mən auditoriyaya məlumat verdim ki, Azərbaycan qazını 12 ölkə alır. Bu gün onların sayı 16-dır və onlardan 10-u Avropa İttifaqına üzv olan ölkələrdir. Bu ölkələrin sayı, əlbəttə ki, artacaqdır. Boru xətti ilə qazın müxtəlif ölkələrə nəql edilməsi, ərazi və coğrafiya kimi parametrlərə baxsanız görürsünüz ki, biz dünyada birinciyik. Biz qaz təchizatımızı artıracağıq. Yeri gəlmişkən, bu gün bizdə bir neçə sənədin imzalanma mərasimi olacaq. Mən xüsusilə “Azəri-Çıraq-Günəşli” dərin qaz layihəsini vurğulamaq istəyirəm, biz bunu belə adlandırırıq. Bu layihə üzrə Abşeron yatağı və bir çox digər yataqlarla yanaşı, əlavə qaz hasil ediləcəkdir. Beləliklə, bizim global enerji təhlükəsizliyinə töhfəmiz, əlbəttə ki, artacaqdır. Düzgün enerji siyasəti bizə Azərbaycandan xaricə sərmayə yatırmağa imkan verdi. Otuz il bundan əvvəl biz investorları cəlb edirdik. İndi isə öz investisiyalarımızla xaricə çıxırıq. Bu gün Dövlət Neft Şirkəti – SOCAR Yaxın Şərq, Afrika və Mərkəzi Asiyaya investisiya yatırır və bu coğrafiya daha da genişlənəcək.

Biz Xəzər dənizinin şərq sahillərində yerləşən dost və tərəfdaşlarımız üçün mühüm tranzit imkanları təqdim edirik. Mərkəzi Asiyadan hasil olunan neft Azərbaycan ərazisindən keçərək

beynəlxalq bazarlara çıxarılır. Ümid edirəm ki, yaxın gələcəkdə təbii qazla bağlı da eyni sözləri deyə biləcəyik.

Biz emal sənayesində yüksək dərəcədə şaxələndirilmiş imkanlar yaratmışıq. Bu gün SOCAR-ın neft emalı gücü 30 milyon tondan artıqdır. Bu yaxınlarda “Italiana Petroli”nin satın alınması nəticəsində Aralıq dənizi hövzəsindəki emal gücümüz 13 milyon tondan 23 milyon tona yüksəlmişdir. Beləliklə, biz yalnız neft və qaz deyil, həm də neft məhsullarını təchiz edirik. Bununla yanaşı, elektrik enerjisi, neft-kimya məhsulları və bərpaolunan enerji sahəsində də ixrac imkanlarımız mövcuddur. Bu istiqamət fəaliyyətimizin əsas prioritetlərindən biridir. Artıq qeyd etdiyim kimi, ölkələr sahib olduqları neft ehtiyatlarına əsasən deyil, həmin resurslardan əldə olunan gəlirləri necə idarə etdiklərinə və bərpaolunan enerjiyə necə sərmayə yatırdıqlarına görə qiymətləndirilməlidirlər.

Mövcud qaz ehtiyatlarımız ən azı növbəti yüz il ərzində həm ölkəmizin, həm də tərəfdaşlarımızın tələbatını ödəməyə kifayət edəcəkdir. Əslində, bu ehtiyatlar nəzərə alındıqda, elektrik enerjisinin istehsalı üçün əlavə mənbələrə ehtiyacımız olmazdı. Lakin məsuliyyətimiz bizdən bərpaolunan enerji mənbələrinə sərmayə yatırmağı tələb edir. Biz bunu edirik. Tərəfdaşlarımızla birlikdə investorlar üçün olduqca əlverişli şərait yaratmışıq. Bu şərait mahiyyət etibarilə ötən əsrin 90-cı illərinin əvvəllərində neft şirkətləri üçün yaradılmış imkanlara bənzəyir. Bu gün eyni əməkdaşlıq ruhu və investisiyaya açıq yanaşma bərpaolunan enerji sektorunda fəaliyyət göstərən şirkətlərə də tətbiq olunur.

Artıq bir sıra layihələrimiz istismar mərhələsindədir. Gələn ilin sonunadək Günəş və külək enerjisi üzrə ümumi gücümüz 2 gigavata çatacaq. 2032-ci ilin sonunadək isə bu göstərici 8 gigavat təşkil edəcək. Əgər fəal şəkildə inkişaf etdirdiyimiz hidroenerji potensialını da nəzərə alsaq, xüsusilə Qarabağda və Şərqi Zəngəzurdan artıq 300 meqavatdan çox güc istifadəyə verilmişdir. Bu da ölkəmiz üçün əlavə enerji potensialı yaradır. Həmin potensial neft və qaz ixracımızı tamamlayan bir mənbəyə çevriləcəkdir.

Bu gün biz tərəfdaşlarımızla enerji kabeli layihələri üzrə sıx əməkdaşlıq edirik. Texniki-iqtisadi əsaslandırma mərhələsinin artıq yekunlaşmaq üzrə olduğu “Qara dəniz Enerji Kabeli” layihəsi Azərbaycanı Gürcüstan, Qara dəniz vasitəsilə Ru-

mınıya, Macarıstan və digər ölkələrlə birləşdirəcək. Azərbaycan–Gürcüstan–Türkiyə–Bolqarıstan marşrutu üzrə quruda çəkiləcək elektrik kabeli layihəsi də hazırda icra mərhələsindədir. Bu yaxınlarda həmin ölkələrin hökumət nümayəndələrinin çox səmərəli görüşü keçirilmişdir.

Biz, həmçinin Mərkəzi Asiyadakı tərəfdaşlarımızla birlikdə Xəzərin şərq sahillərindən Azərbaycana qədər uzanacaq yaşıl enerji kabeli layihəsi üzərində işləyirik.

Beləliklə, söhbət geniş coğrafiyanı əhatə edən böyük əməkdaşlıq məkanından gedir və bu bağlılıq yalnız nəqliyyat sahəsi ilə məhdudlaşmır. Halbuki, nəqliyyat sahəsində əldə etdiyimiz nailiyyətlərlə də haqlı olaraq fəxr edə bilərik. Dəmir yolu və avtomobil yolu infrastrukturuna qoyduğumuz sərmayələr sayəsində yeni nəqliyyat dəhlizləri açmışıq və qitələri bir-biri ilə əlaqələndirmişik.

Şərq-Qərb dəhlizi uğurla fəaliyyət göstərir. Şübhəsiz ki, Şərq-Qərb dəhlizinin yeni qolu olacaq Zəngəzur dəhlizi də inşa ediləcəkdir. Bu, ötən il avqustun 8-də Ağ Evdə Amerika Birləşmiş Ştatlarının Prezidenti, Ermənistanın Baş naziri və mənim tərəfimdən imzalanmış sənədə əsaslanır. Bütün bunlar hamımız üçün böyük sərvətdir.

Xüsusilə vurğulamaq istədiyim digər bir məsələ isə ondan ibarətdir ki, bütün bu nailiyyətlər yüksəksəviyyəli diplomatik fəaliyyət nəticəsində mümkün olmuşdur. Çünki Azərbaycan dənizə birbaşa çıxışı olmayan ölkədir. Bizim dünya okeanlarına çıxışımız yoxdur. Bu səbəb-

dən enerji resurslarımızı ixrac etmək üçün digər ölkələrin ərazisindən keçmək zərurəti yaranır. Buna nail olmaq üçün isə yalnız qonşularınızla deyil, qonşularınızın qonşuları ilə də yaxşı münasibətlər qurmalsınız. Biz buna nail olmuşuq.

Qeyd etdiyim kimi, bu gün Cənub Qaz Dəhlizi və onun genişləndirilmiş marşrutları vasitəsilə Azərbaycanın qazı 16 ölkəyə çatdırılır. Bu ölkələrin hər biri ilə danışıqlar aparmış, sazişlər imzalamış, fikir ayrılıqlarını aradan qaldırmış və imzalanma mərasimləri təşkil etmişik. Nəticədə geniş mənada regional əməkdaşlığın çoxşaxəli və əhatəli formatı meydana gəlmişdir. Bu prosesdə aparıcı qüvvə yenə də Azərbaycan olmuşdur. Bu, bizim resurslarımız idi. Bu, bizim təşəbbüslərimiz idi. Əsas etibarilə, məhz bizim investisiyalarımız bu geniş əməkdaşlıq formatının yaranmasını təmin etmişdir.

Əminəm ki, ənənəvi olaraq “Bakı Enerji Həftəsi” bu dəfə də uğurlu nəticələr verəcəkdir. Bir neçə dəqiqədən sonra bu nəticələrin bir qisminin şahidi olacağıq. Lakin əminəm ki, aparılan müzakirələr, təmaslar, yeni ideyalar və nəticəyönümlü planlar hamımız üçün faydalı olacaqdır. Bir daha bizimlə birlikdə olduğunuza görə sizə təşəkkür edir, “Bakı Enerji Həftəsi”nə uğurlar arzulayıram.

Diqqətinizə görə təşəkkür edirəm.

**Xalq qəzeti №94 (31063)**  
**2 iyun 2026-cı il**

# Analysis and evaluation of chemical analysis results of produced waters using statistical methods (on the example of the Puta deposit)

V.G. Ibadova, N.N. Khalilov, PhD in Tech. Sc.  
"Oil-Gas Scientific Research Project" Institute

e-mail: vafa.q.ibadova@socar.az

**Keywords:** statistical analysis, cluster analysis, correlation matrix, descriptive statistics, Puta deposit, produced water, oil and gas field.

Produced waters are of great importance in geological and hydrogeological studies. The correct analysis of their quality is of great importance for determining the hydrocarbon prospectivity of exploration areas, reserves estimate of oil, gas, and condensate fields, monitoring field development, regulating technological processes, and environmental protection. Statistical methods can be used to determine the physical and chemical properties of produced waters and assess their quality. The use of these methods allows for a more accurate and objective analysis of the results. The systematization of collected data, identification of changes, and categorization of quality through statistical analysis enhance research credibility and contribute to sound decision-making.

Overall, the conducted research indicates that the systematic application of statistical methods is of great importance in the scientific assessment of the quality of produced waters. This approach not only enhances data accuracy but also creates a robust scientific foundation for building hydrogeological models, mitigating environmental risks, sustainable water resource management, and the exploration and development of oil, gas, and condensate fields.

## Statistik metodlarla lay sularının kimyəvi analiz nəticələrinin təhlili və qiymətləndirilməsi (Putə sahəsi təmsalında)

V.Q. İbadova, N.N. Xəlilov, t.ü.f.d.  
"Neftqazelmütədqiqatlayihə" İnstitutu

**Açar sözlər:** statistik analiz, klaster analizi, korrelyasiya matrisi, deskriptiv statistika, Putə sahəsi, lay suyu, neft-qaz yatağı.

Lay suları geoloji-hidrogeoloji tədqiqatlarda mühüm əhəmiyyətə malikdir. Onların keyfiyyətinin düzgün təhlili axtarış-kəşfiyyat sahələrinin neft-qaz perspektivlik dərəcəsinin müəyyən edilməsi, neft, qaz-kondensat yataqlarının ehtiyatlarının hesablanması, yataqların işlənməsinə nəzarət və prosesin tənzimlənməsi, ətraf mühitin qorunması baxımından böyük önəm daşıyır. Lay sularının fiziki-kimyəvi xüsusiyyətlərinin müəyyən edilməsi və keyfiyyətinin qiymətləndirilməsi statistik metodların tətbiqinə imkan yaradır. Bu metodların tətbiqi nəticələrin daha dəqiq və obyektiv təhlil edilməsinə imkan verir. Statistik analiz sayəsində toplanmış məlumatların sistemləşdirilməsi, dəyişikliklərin aşkarlanması, keyfiyyət kateqoriyalarına bölünməsi tədqiqatın etibarlığını artırır və müvafiq qərarların qəbulunu asanlaşdırır.

Ümumilikdə aparılmış tədqiqatlar göstərir ki, statistik metodların sistemli tətbiqi lay sularının keyfiyyətinin elmi əsaslarla qiymətləndirilməsində mühüm əhəmiyyət daşıyır. Bu yanaşma təkcə məlumatların dəqiqliyini artırmır, həm də hidrogeoloji modellərin qurulması, ekoloji risklərin azaldılması, su ehtiyatlarının dayanıqlı idarə olunması, neft, qaz-kondensat yataqlarının axtarış-kəşfiyyatı, işlənməsi üçün etibarlı elmi baza yaradır.

В.Г. Ибадова, Н.Н. Халилов, д.ф.т.н.  
НИПИнефтегаз

**Ключевые слова:** статистический анализ, кластерный анализ, корреляционная матрица, описательная статистика, месторождение Пута, пластовая вода, нефтегазовое месторождение.

Пластовые воды имеют важное значение в геологических и гидрогеологических исследованиях. Правильный анализ их качества играет большую роль при определении нефтегазоносной перспективности поисково-разведочных площадей, подсчёте запасов нефтяных и газоконденсатных месторождений, контроле за разработкой месторождений и регулировании процессов, а также в обеспечении охраны окружающей среды. Определение физико-химических свойств пластовых вод и оценка их качества создают возможности для применения статистических методов. Использование этих методов позволяет проводить более точный и объективный анализ результатов. Статистический анализ обеспечивает систематизацию собранных данных, выявление изменений и их классификацию по показателям качества, что повышает надёжность исследований и облегчает принятие обоснованных решений.

В целом проведённые исследования показывают, что систематическое применение статистических методов имеет важное значение для научно обоснованной оценки качества пластовых вод. Такой подход не только повышает точность данных, но и формирует надёжную научную основу для построения гидрогеологических моделей, снижения экологических рисков, устойчивого управления водными ресурсами, а также для поисково-разведочных работ и разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений.

## Introduction

Since the processes of formation, migration, accumulation, and dispersal of oil and gas in reservoirs are influenced by produced waters, various forms of interaction are observed between them. The intensity of this interaction depends on the amount and type of organic matter from which oil and gas were formed in the layers, the existing thermobaric conditions, the mineralogical composition of the rocks and the chemical composition of the produced waters.

During lithogenesis (protocatagenesis, mesocatagenesis, metamorphism) in sedimentary complexes rich in organic matter, various gases ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$ , etc.), hydrocarbons (alkanes, cycloalkanes, arenes), as well as nitrogen, phosphorus, and oxygen compounds are formed. Many of these substances are well soluble in formation water ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{C}_6\text{H}_6$ ,  $\text{C}_7\text{H}_8$ , etc.). Thus, the study of oil fields and their host produced waters reveals high anomalous concentrations of these compounds, which justifies their use as an important indicator in the exploration and prospecting of oil, gas, and gas condensate fields.

Thus, during geological exploration in various regions, hydrogeological models of the re-

gion or territories similar to it in geological and hydrogeological terms can be created and compared. Based on this comparison, the degree of similarity between deposits can be used to determine their oil and gas potential [1–3].

It is important for studying produced waters, monitoring oil field operations, and managing processes. By analysing the chemical composition, pressure and temperature of water taken from production wells, it is possible to determine the reservoir or horizon to which this water belongs. This, in turn, helps to control the dynamics of the oil-water contour and provides an accurate assessment of the hydrodynamic state during field development [4, 5].

## Geology of the Puta deposit

The Puta deposit is part of the Lokbatan-Puta-Gushkhana oil and gas field. The field is administratively located in the Garadagh district of Baku. The field is bordered by the Yasamal gorge to the east and south-east, the Guzdek plateau to the north, and the Bakugulagy upland to the south. The territory includes flat areas in its eastern and western parts, including a massif where the mud volcano of the same name is located.

The relief of the Lokbatan-Putu-Gushkhana basin consists mainly of foothill plains, low hills and sloping slopes. Geologically, the structure of the territory includes the Absheron and Agchagil tiers, Productive layer and Miocene deposits.

The Putu-Gushkhana anticline structure has an asymmetrical structure similar to the Lokbatan anticline in terms of morphological features. A comparison of the structures shows that the northern wing of the anticline had a slight slope, while the southern wing was steeper, with a slope of about 45-60°. Based on data from structural exploration wells, it has been established that a breccia cover develops along the axis of the fold. This zone, disturbed by volcanoes, is observed in the arc-shaped part of the Putu-Gushkhana anticline, along a narrow strip.

The first exploratory well was drilled at the Putu deposit in 1925, and in 1926, 200 tonnes of oil were produced daily from horizon III, and the gas saturation of horizons I and II was determined. These results led to the discovery of the first oil and gas field in the Western Absheron region and the intensification of geological exploration work in this direction. During research conducted in subsequent years, namely in 1927–1929, the oil content of horizons VI and VIa was also discovered.

According to the results of geological studies, the structure of the fold is asymmetrical, and the arcuate part has varying degrees of fragmentation and fragmentation. In addition, it has been established that the field is rich in gas. Due to the complexity of drilling in areas close to the arch, horizon VIII was only discovered in 1935. A year later, in 1936, the presence of oil and gas in this horizon was established on the southern wing of the Putu deposit.

Through well No. 21, drilled in 1937, the entire section of the Productive layer and the upper part of the Diatom algae deposits were explored. In this well, located in the northern wing, the Sub-Kirmanian Formation was not found, and the Kirmanian Formation was identified as consisting mainly of clay rocks.

Deposits from the Miocene period were discovered in well No. 83, drilled at the Putu deposit. It is believed that layers of the Sarmat floor were uncovered at a depth of 2130 metres in the well. Well No. 221, located in the same area, was

drilled to a depth of 1200 metres and entered the Pliocene deposits. In this well, gas was recorded at depths of 1208–1212 and 1410–1446 metres, and at a depth of 1478 metres, there was a strong gas manifestation. In addition, the well reached Miocene deposits at a depth of 1382 metres, and tests resulted in oil flow from the Diatom I horizon at a depth of 1456 metres. During the studies, an increase in clay content from east to west was observed in the lithological composition of the productive layer.

#### Research on statistical processing

In the oil industry, the main prerequisites are the study of the physical properties and chemical composition of produced waters extracted from oil and gas condensate fields and exploration areas [6–10]. Analysis of available data on produced waters has shown that a comprehensive statistical approach is necessary for a correct assessment of the hydrogeochemical properties of a given site. The primary objective of the study is to assess the quality of produced waters in the Putu deposit, determine their physical and chemical parameters, and establish water quality classes based on statistical analysis.

The analysis and assessment of produced water quality using statistical methods were studied based on the results of chemical analysis of produced water exploited at the Putu deposit [11–13]. Produced water samples were taken from 18 wells operated at the Putu deposit, and the mineralisation of these waters, the amount of ions contained in them, and  $rNa/rCl$  were determined (Table 1).

The highest mineralisation index was recorded at well No. 1079: the mineralisation amount was 82915 mg/l. The lowest mineralisation index was recorded at well No. 1269 and amounted to 12722 mg/l. The amount of  $Na^+K^+$  ions ranges from 3840 to 27666 mg/l. The amount of  $Ca^{2+}$  ions ranges from 76 to 2204 mg/l. The amount of  $Mg^{2+}$  ions ranges from 61 to 1898 mg/l, and the amount of  $Cl^-$  ions ranges from 5602 to 49288 mg/l. On the other hand, the amount of  $SO_4^{2-}$  ions ranges from 0 to 806 mg/l. On the other hand, the amount of  $HCO_3^-$  ions ranges from 48 to 3355 mg/l. On the other hand, the amount of  $RCOO^-$  ions ranges from 114 to 1487 mg/l. On the other hand, the amount of  $HB_4O_7^-$  ions ranges from 0 to 156 mg/l.  $rNa/rCl$  ranges from 0.74 to 1.27. According to the Sulin

Table 1

Well number	Mineralisation, mg/l	Amount of ions in water, mg/l								rNa/ rCl
		Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	RCOO <sup>-</sup>	HB <sub>4</sub> O <sub>7</sub> <sup>-</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
262	19040	5212	691	973	34140	41	1625	117	52	0.74
318	40021	13489	616	714	23034	26	1220	858	64	0.90
322	26155	9050	140	314	13819	411	1220	1201	0	1.01
207	51821	17887	894	828	30858	806	48	446	54	0.89
1232	16530	5442	83	94	6623	33	3355	744	156	1.27
1269	12722	3840	76	351	5602	352	1806	570	125	1.06
206	36344	12303	202	737	19665	263	2538	572	64	0.97
256	48375	16945	775	510	27920	270	1232	629	94	0.94
1076	14709	4793	94	191	6673	0	2147	686	125	1.11
52	60000	20558	718	1243	35808	102	1049	458	64	0.89
84	25826	8252	194	669	13326	36	2538	686	125	0.96
167	23865	8320	259	158	12282	234	1976	572	64	1.05
509	16735	6116	110	61	8998	267	975	114	94	1.05
308	62158	19306	1458	1898	36911	82	952	1487	64	0.81
599	21511	7339	115	211	10581	165	2021	1001	78	1.07
122	25301	8706	212	321	13396	31	2033	458	144	1.00
1079	82915	27666	2204	1385	49288	746	1042	446	137	0.87
572	60167	20727	826	934	34897	0	1764	983	36	0.92

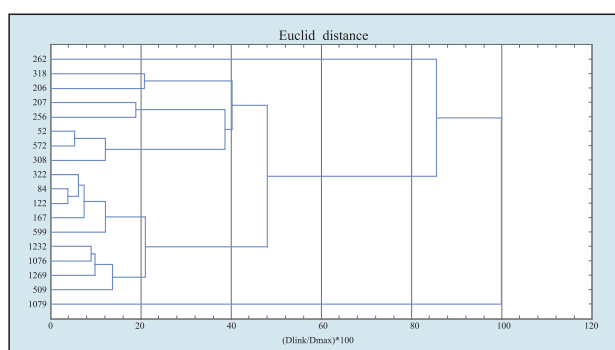


Figure 1. Cluster analysis of produced waters from producing wells at the Puta field

classification, the waters of this aquifer mainly belong to the KX and NHK types.

Cluster analysis using the data in Table 1 was developed and groups of wells were grouped according to a number of similar parameters (Figure 1). In the cluster analysis, wells No. 318 and 206, No. 207 and 256, No. 52 and 572, No. 122, No. 84 and No. 322, No. 1232 and No. 1076 were grouped according to a number of similar or close parameters.

Statistical processing samples of water chemical composition, characterising the main

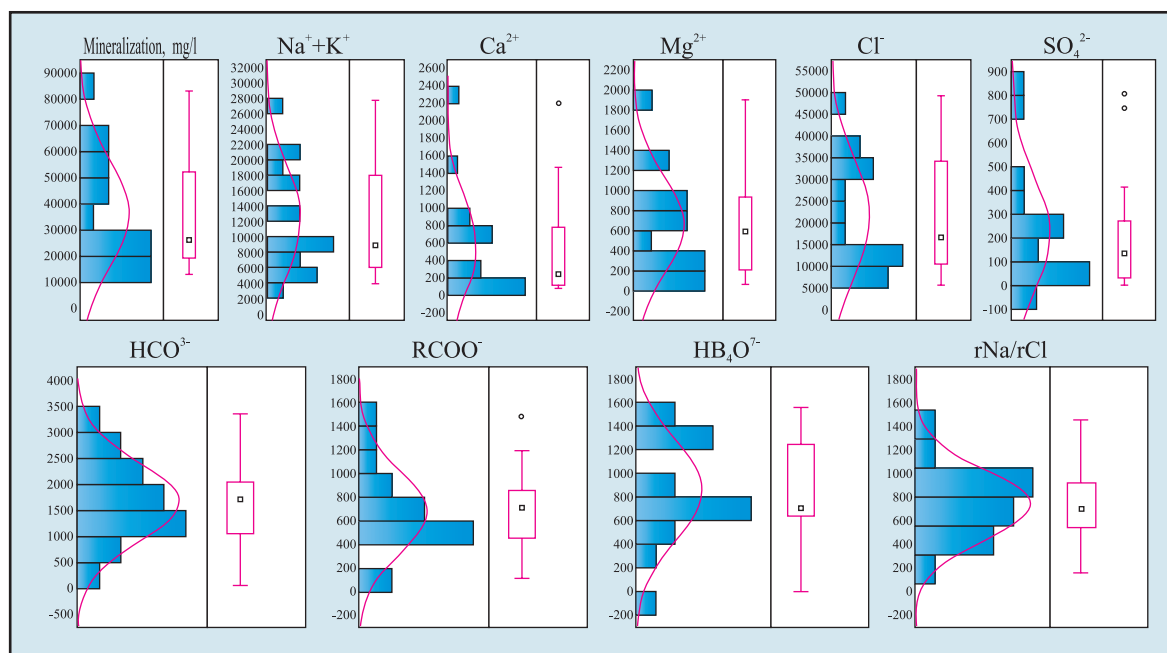


Figure 2. Variable distribution patterns

ions ( $\text{Na}^+\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{RCOO}^-$ ,  $\text{HB}_4\text{O}_7^-$ ), mineralisation,  $\text{rNa/rCl}$  average statistical indicators were presented (Table 2).

with which the mean or other statistical indicators calculated in the sample were calculated [14, 15].

The variable distribution patterns used in

Table 1

	Mineralisation, mg/l	$\text{Na}^+\text{K}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Cl}^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{RCOO}^-$	$\text{HB}_4\text{O}_7^-$	$\text{rNa/rCl}$
Arithmetic mean price	35788.77	11997.43	537.08	644.01	21323.41	214.70	1641.16	668.23	85.57	0.97
Confidence interval -95.000 %	25576.48	8542.19	254.11	393.63	14790.95	94.89	1260.84	496.21	64.63	0.91
Confidence interval +95.000 %	46001.07	15452.66	820.05	894.38	27855.87	334.52	2021.48	840.25	106.51	1.03
Median	25990.84	8878.36	235.50	589.50	16742.00	133.50	1694.50	600.50	71.00	0.96
Minimum	12722.07	3840.07	76.00	61.00	5602.00	0.00	48.00	114.00	0.00	0.74
Maximum	82915.00	27665.73	2204.40	1898.00	49288.31	806.00	3355.00	1487.00	156.00	1.27
Lower quartile limit	19040.37	6115.95	115.00	211.00	10581.00	33.00	1049.00	458.00	64.00	0.89
Upper quartile limit	51821.43	17887.43	775.00	934.00	34140.00	270.00	2033.00	858.00	125.00	1.05
Persentile 10.00000	14709.46	4793.46	83.00	94.00	6623.00	0.00	952.00	117.00	36.00	0.81
Persentile 90.00000	62158.12	20727.13	1458.00	1385.10	36911.00	745.64	2538.00	1201.00	144.00	1.11
Coefficient of variation (dispersion)	421725841	48276780	323793	253484	172558775	58051	584885	119662	1773	0
Standard deviation	20535.96	6948.15	569.03	503.47	13136.16	240.94	764.78	345.92	42.11	0.12
Coefficient of variation	57.3810	57.9137	105.9490	78.1783	61.6044	112.2193	46.5998	51.7669	49.2073	12.5743
Standard error	4840.373	1637.695	134.121	118.670	3096.223	56.789	180.260	81.535	9.925	0.029

For each parameter, the arithmetic mean, 95 % confidence interval, median, minimum and maximum values, quartile limits, 10th and 90th percentile values, as well as the coefficient of variation, standard deviation and standard error were calculated. These indicators allow us to determine the degree of distribution, variability, and overall chemical stability of ions in the water composition. Arithmetic means show the average value of this water parameter across all samples. On the other hand, confidence intervals show how reliable the average price calculated from the selected samples is. The standard error shows the accuracy

the study are shown (Figure 2). Each diagram illustrates the general nature of the distribution, presenting a histogram, density curve, and rectangular diagram. The diagrams show right-skewed (positively asymmetric) distributions. This means that most variables are concentrated around lower prices, but some higher prices stretch the distribution to the right. Such cases are usually explained by the presence of a small number of very large values in the data.

Based on the results of chemical analysis of produced water from wells operated at the Puta deposit, a correlation matrix was constructed (Figure 3).

	$\text{Na}^+\text{K}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Cl}^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{RCOO}^-$	$\text{HB}_4\text{O}_7^-$	$\text{rNa/rCl}$	Mineralization, mg/l
$\text{Na}^+\text{K}^+$	1									
$\text{Ca}^{2+}$	0.864903	1								
$\text{Mg}^{2+}$	0.7599	0.825702	1							
$\text{Cl}^-$	0.878143	0.914365	0.874588	1						
$\text{SO}_4^{2-}$	0.39874	0.428201	0.126903	0.304764	1					
$\text{HCO}_3^-$	-0.54008	-0.54378	-0.44931	-0.56166	-0.56977	1				
$\text{RCOO}^-$	-0.177094	-0.085753	-0.240531	-0.008286	-0.20274	0.053373	1			
$\text{HB}_4\text{O}_7^-$	-0.20409	-0.05366	-0.24065	-0.29333	-0.09341	0.463461	0.31155	1		
$\text{rNa/rCl}$	-0.56539	-0.66174	-0.80058	-0.81832	-0.15075	0.619409	0.051896	0.462598	1	
Mineralization, mg/l	0.996394	0.893131	0.807691	0.89921	0.380916	-0.53424	0.197986	-0.19673	0.59933	1

Figure 3. Correlation matrix constructed based on the results of chemical analysis of produced water from wells operated at the Puta deposit

The indicators in the matrix express correlation coefficients ( $r$ ), i.e. they show the strength of positive or negative interaction between variables. Correlation coefficients range from -1 to +1, and these indicators reflect the degree of dependence between variables [16–20].

The analysis shows that there is a positive and high correlation between the main cations ( $\text{Na}^+\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ , and  $\text{Mg}^{2+}$ ) as well as between the main cations,  $\text{Cl}^-$ , and mineralisation ( $r = 0.76\text{--}0.87$ ). This result shows that these ions are associated with processes of the same origin, especially with the dissolution of salts and the overall mineralisation of water. These results are important for assessing both the hydrogeochemical zoning of the site and the variability of water quality during operation.

## Results

1. A multidimensional statistical analysis of the chemical composition of produced waters from exploited wells at the Puta deposit was

performed. Based on the results of cluster analysis, wells No. 318–206, 207–256, 52–572, 84–322–122 and 1232–1076 were grouped together based on similar hydrogeochemical properties. This indicates a certain degree of similarity in the origin and mineralisation conditions of the water within the site.

2. As a result of the descriptive statistical analysis, the mean, median, minimum, maximum, coefficient of variation (dispersion), coefficient of variation and standard error of the main ions of produced waters were determined. These indicators showed that the chemical composition of the water is highly variable, with chlorine and sodium ions predominating.

3. Histograms and box plots visualised the distribution of ions, anomalies and extraneous indicators. The correlation matrix, on the other hand, confirmed the existence of close interactions between ions; in particular, a high positive correlation was observed between the pairs  $\text{Na}^+\text{Cl}^-$  and  $\text{Ca}^{2+}\text{Cl}^-$ .

## References

1. İsmayilov F., Salmanov Ə., Məhərrəmov B. Azərbaycanın neft-qaz yataqları və perspektivli strukturları. Kitab 1, Bakı, 2023, s. 185.
2. Nesic S., Streletskaaya V.V. An integrated approach for produced water treatment and injection. Georesursy = Georesources, 2018, vol. 20(1), pp. 25-31.
3. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П., Брагин Ю.И. Нефтегазовая гидрогеология. – М.: Нефть и газ, 2001, с. 39-45.
4. Hüseynov F.Ə., Kazımov Ş.P. Karbohidrogen yataqlarının lay suları və işlənmənin texniki-iqtisadi göstəriciləri. – Bakı: NQETLİ-nin nəşriyyatı, 2010, s. 212.
5. Bağırov, B.Ə. Neft-qaz mədən geologiyası. – Bakı: ADNA, 2011, s. 311.
6. Hacıyev F. və b. “Azərbaycan Respublikasının quruda yerləşən axtarış-kəşfiyyat sahələrinin hidrogeokimyəvi materiallar toplusu”, “Neftqazəlmətdəqiqatlayihə” İnstitutunun geoloji fondu. Bakı, 1998, s. 322.
7. Hacıyev F. və b. “Azərbaycan Respublikasının quruda yerləşən neft və qaz yataqlarının hidrogeokimyəvi materiallar toplusu”, “Neftqazəlmətdəqiqatlayihə” İnstitutunun geoloji fondu. Bakı, 1997, s. 1012.
8. Abbasov Q.A., Xəlilov N.N., Talıbzadə L.M., Qurbanzadə L.B., Əhmədova E.T. Lay sularının və digər mənzəli suların fiziki-kimyəvi xüsusiyyətlərinin öyrənilməsi // Azərbaycan neft təsərrüfatı jurnalı, 2022, № 11, s. 10-14.
9. Abbasov Q.A., Xəlilov N.N. Müxtəlif suların fiziki xassələrinə əsasən mənzəyinin təyin edilməsi, Tələbə və gənc tədqiqatçıların III beynəlxalq elmi konfransları, 18-29 aprel 2022, Bakı, Azərbaycan, s. 9-10.
10. Abbasov Q.A., Xəlilov N.N., Qurbanzadə L.B., Talıbzadə L.M. Hipotetik yataqda səmt sularının hidrokimyəvi analizi və onların istifadə edilməsi üçün tədqiqatların geoloji əsaslandırılması, “Perfect education-the key to success in oil production” XXVIII Annual International Conference of Students and Young Researches, Bakı, 2024, s. 3-4.
11. Helsel D.R., Hirsch R.M. Statistical Methods in Water Resources. 2002, p. 510.
12. Gibbons R.D., Bhaumik D.K., Subhash A. Statistical Methods for Groundwater Monitoring, 2nd Edition, 2009, p. 400.
13. Barbulescu A. Assessing water quality by statistical methods, 2023, p. 252.
14. Jharieswar M. Multivariate Statistical Modeling in Engineering and Management, 2023, p. 636.
15. Venkatramanan S., Viswanathan P.M., Yong Ch.S. GIS and Geostatistical Techniques for Groundwater Science, 2019, p. 746.
16. Alexandria H., Joseph L.R. Understanding Correlation Matrices, SAGE Publications, 2020, p. 136.
17. Charles E.B. Applied Multivariate Statistics in Geohydrology and Related Sciences, 1998, p. 248.
18. Heydərlı S., Başırov N., Rəcəbli O. Məhdud məlumatlar şəraitində geoloji parametrlərin proqnozlaşdırılması üçün məşın öyrənmə metodlarının tətbiqi, “Perfect education-the key to success in oil production” XXIX Annual International Conference of Students and Young Researches, Bakı, 2025, pp. 74-75.
19. Gok M. Machine learning algorithms. Nobel Academic Publishing, 2024, p. 478.
20. İsmayilova N.T. Artificial intelligence: machine learning techniques, Bakı, 2023, p. 118.

## References

1. *Ismayilov F., Salmanov A., Maharramov B.* Azərbaycanın neft-qaz yataqları və perspektivli strukturları, Kitab 1, Bakı, 2023, s. 185.
2. *Nesic S., Streletskaya V.V.* An integrated approach for produced water treatment and injection. *Georesursy = Georesources*, 2018, vol. 20(1), pp. 25-31.
3. *Kartsev A.A., Vagin S.B., Shugrin V.P., Bragin Yu.I.* Neftqazovaya gidrogeologiya. – M.: Neft' i gaz, 2001, s. 39-45.
4. *Huseynov F.A., Kazimov Sh.P.* Karbohidrogen yataqlarının lay suları və işlanmanın texniki-iqtisadi göstəriciləri. – Bakı: NQETLI-nin nashriyyatı, 2010, s. 212.
5. *Bagirov B.A.* Neft-qaz madan geologiyası. – Bakı: ADNA, 2011, 311 s.
6. *Hajiyev F. va b.* “Azərbaycan Respublikasının quruda yerləşən axtarış-kəşfiyyat sahələrinin hidrogeokimyəvi materiallar toplusu”, “Neftqazəlmətdəqiqatlayihə” İnstitutunun geoloji fondu. Bakı, 1998, s. 322.
7. *Hajiyev F. va b.* “Azərbaycan Respublikasının quruda yerləşən neft və qaz yataqlarının hidrogeokimyəvi material toplusu”, Neftqazəlmətdəqiqatlayihə İnstitutunun geoloji fondu. Bakı, 1997, s. 1012.
8. *Abbasov Q.A., Khalilov N.N., Talibzadə L.M., Qurbanzadə L.B., Ahmadova E.T.* Lay sularının və digər məhsullərin fiziki-kimyəvi xüsusiyyətlərinin öyrənilməsi // Azərbaycan neft təsərrüfatı, 2022, №.11, s. 10-14.
9. *Abbasov Q.A., Khalilov N.N.* Mükəmməl suların fiziki xüsusiyyətlərinə əsasən məhsullərin təyini edilməsi, Talab və gələcək tədqiqatçıların III beynəlxalq elmi konfransları, 18-29 aprel 2022, Bakı, Azərbaycan, s. 9-10.
10. *Abbasov Q.A., Khalilov N.N., Qurbanzadə L.B., Talibzadə L.M.* Hipotetik yataqda məhsullərinin hidrokimyavi analizi və onların istifadə edilməsi üçün tədqiqatların geoloji əsaslandırılması, “Perfect education-the key to success in oil production” XXVIII Annual International Conference of Students and Young Researchers, Bakı, 2024, s. 3-4.
11. *Helsel D.R., Hirsch R.M.* Statistical Methods in Water Resources, 2002, p. 510.
12. *Gibbons R.D., Bhaumik D.K., Subhash A.* Statistical Methods for Groundwater Monitoring, 2nd Edition, 2009, p. 400.
13. *Barbulescu A.* Assessing water quality by statistical methods, 2023, p. 252.
14. *Jhaireswar M.* Multivariate Statistical Modeling in Engineering and Management, 2023, p. 636.
15. *Venkatramanan S., Viswanathan P.M., Yong Ch.S.* GIS and Geostatistical Techniques for Groundwater Science, 2019, p. 746.
16. *Alexandria H., Joseph L.R.* Understanding Correlation Matrices, SAGE Publications, 2020, p. 136.
17. *Charles E.B.* Applied Multivariate Statistics in Geohydrology and Related Sciences, 1998, p. 248.
18. *Heyderli S., Beshirov N., Recebli O.* Məhdud məlumatlar şəraitində geoloji parametrlərin proqnozlaşdırılması üçün məhsullərin öyrənmə metodlarının tətbiqi, “Perfect education-the key to success in oil production” XXIX Annual International Conference of Students and Young Researchers, Bakı, 2025, pp. 74-75.
19. *Gok M.* Machine learning algorithms. Nobel Academic Publishing, 2024, p. 478.
20. *Ismayilova N.T.* Artificial intelligence: machine learning techniques, Bakı, 2023, p. 118.

# Enhancing torque and drag modeling accuracy through Python-based workflow

**G.V. Jabbarova**, PhD in Tech. Sc.<sup>1,2</sup>, **V.A. Iskandarov**<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Azerbaijan State Oil and Industry University,

<sup>2</sup>"Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry" SRI

**e-mail:** gullu.cabbarova@asoju.edu.az

**Keywords:** torque and drag modelling, friction factor, casing running, Python-based model, drilling engineering

This paper presents a Python-based automated workflow developed to improve the accuracy of torque and drag (T&D) modeling during casing running operations in complex, high-pressure wells. Conventional approaches often rely on sparse, manually processed hook load measurements, resulting in limited friction factor calibration and increased operational risk. The proposed methodology leverages continuous mud logging data to extract pick-up (PU) and slack-off (SO) weights using advanced algorithms incorporating thresholding, rolling median filtering, and statistical outlier detection. The workflow consolidates raw data from multiple sources, performs automated cleaning, and generates high-resolution PU/SO profiles for interval-specific friction factor calibration.

Model validation against actual rig measurements demonstrated strong predictive performance, with Mean Absolute Percentage Error (MAPE) below 6 %, Root Mean Square Error (RMSE) within 11 tons, and coefficients of determination ( $R^2$ ) exceeding 0.96. These metrics confirm the robustness of the automated approach in accurately replicating field conditions. The case study highlights how calibrated friction factors significantly enhance T&D model reliability, reducing discrepancies between modeled and observed hook loads and mitigating risks such as overpull and stuck pipe.

By minimizing manual intervention and accelerating post-drilling analysis, this workflow enables precise friction factor calibration, optimizes casing running strategies, and supports safer well construction. The methodology represents a substantial advancement in T&D modeling practices and provides a foundation for real-time applications in future drilling projects.

**Python əsaslı avtomatlaşdırılmış alqoritm vasitəsilə burucu moment və sürtünmə qüvvələrinin modelləşdirilməsi dəqiqliyinin artırılması**

G.V. Cabbarova, t.ü.f.d.<sup>1,2</sup>, V.A. İskəndərov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,

<sup>2</sup>"Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və Kimya" ETİ

**Açar sözlər:** burucu momentin modelləşdirilməsi, sürtünmə qüvvələrinin modelləşdirilməsi, sürtünmə əmsalı, kəmərin endirilməsi, Python proqram modeli, qazma texnologiyası.

Bu məqalədə mürəkkəb, yüksək təzyiqli quyularda kəmərin endirilməsi zamanı burucu moment və sürtünmə qüvvələrinin (T&D) modelləşdirilməsinin dəqiqliyini artırmaq üçün hazırlanmış Python əsaslı avtomatlaşdırılmış proqram alqoritmi təqdim olunur. Ənənəvi yanaşmalar tez-tez əllə işlənmiş və pərakəndə qarmaq yükü ölçmələrinə əsaslanır ki, bu da sürtünmə əmsallarının kalibrənməsi imkanlarını məhdudlaşdırır və əməliyyat risklərini artırır.

Təklif olunan metodologiyada yuxarı çəkmə (PU) və aşağı salma (SO) zamanı qarmaq yükü qiymətlərini əldə etmək üçün geoloji-texnoloji tədqiqat (GTT) stansiyalarının kəsintisiz məlumatlarından istifadə olunur. Məlumatların işlənməsi həddin təyin edilməsi (thresholding), sürüşən medianın tətbiqi və statistik kənarlaşmaların aşkarlanmasını özündə birləşdirən qabaqcıl alqoritmlər vasitəsilə həyata keçirilir. Hazırlanmış proqram kompleksi müxtəlif mənbələrdən gələn ilkin məlumatları birləşdirir, onların avtomatlaşdırılmış təmizlənməsini yerinə yetirir və quyu lüləsinin müəyyən intervallarında sürtünmə əmsalının kalibrlənməsi üçün yüksək dəqiqlikli PU/SO profilləri yaradır.

Modelin qazma qurğusundan alınan faktiki məlumatlar əsasında verifikasiyası yüksək proqnozlaşdırma dəqiqliyini nümayiş etdirmişdir: orta mütləq faiz xətası (MAPE) 6 %-dən az, kök orta kvadrat xətası (RMSE) 11 t daxilində olmuş, determinasiya əmsalı ( $R^2$ ) isə 0.96-nı keçmişdir. Bu metrikalar avtomatlaşdırılmış yanaşmanın etibarlılığını və real mədən şəraitini yüksək dəqiqliklə təkrar etmək qabiliyyətini təsdiqləyir. Modelin praktiki tətbiqi sübut edir ki, kalibrlənmiş sürtünmə əmsalları T&D modelləşdirməsinin dürüstlüyünü əhəmiyyətli dərəcədə artırır, hesablanmış və faktiki qarmaq yükləri arasındakı fərqləri minimuma endirir, həmçinin gərilmə və tutulmaların başvermə ehtimalını azaldır.

Məlumatların əllə işlənməsini minimuma endirmək və retrospektiv təhlili sürətləndirmək hesabına, bu alqoritm sürtünmə əmsallarının dəqiq kalibrlənməsini təmin edir, kəmərin endirilməsi strategiyalarını optimallaşdırmağa imkan verir və quyuların tikintisinin təhlükəsizliyinin artırılmasına şərait yaradır. Təklif olunan metodologiya burucu moment və sürtünmə qüvvələrinin modelləşdirilməsi təcrübəsində irəliyə doğru mühüm addımdır və gələcək qazma layihələrinin real vaxt rejimində həyata keçirilməsi üçün etibarlı təməl yaradır.

### Повышение точности моделирования крутящего момента и сил сопротивления с помощью автоматизированного алгоритма на базе Python

Г.В. Джаббарова, д.ф.т.н.<sup>1,2</sup>, В.А. Искендеров<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,

<sup>2</sup>НИИ "Геотехнологические проблемы нефти, газа и Химия"

**Ключевые слова:** моделирование крутящего момента, моделирование сил сопротивления, коэффициент трения, спуск обсадной колонны, программная модель Python, технология бурения.

Представлен автоматизированный программный алгоритм на базе Python, разработанный для повышения точности моделирования крутящего момента и сил сопротивления (T&D) при спуске обсадных колонн в сложных скважинах с высоким давлением. Традиционные подходы зачастую опираются на разрозненные данные измерений нагрузки на крюке, обрабатываемые вручную, что ограничивает возможности калибровки коэффициентов трения и повышает операционные риски.

В предложенной методологии используются непрерывные данные станций геолого-технологических исследований (ГТИ) для извлечения значений веса на крюке при подъеме (PU) и разгрузке (SO). Обработка данных осуществляется с помощью передовых алгоритмов, включающих пороговую фильтрацию, применение скользящей медианы и статистическое обнаружение выбросов. Разработанный программный комплекс консолидирует исходные данные из различных источников, выполняет их автоматическую очистку и генерирует профили PU/SO высокого разрешения для калибровки коэффициента трения в заданных интервалах ствола скважины.

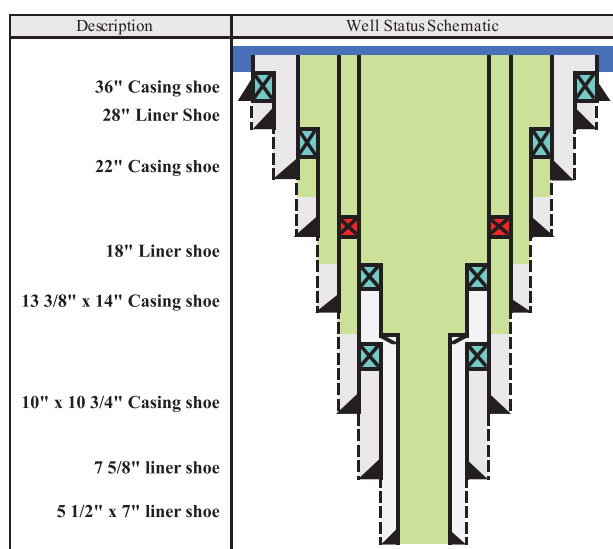
Верификация модели на основе фактических данных, полученных с буровой установки, продемонстрировала высокую прогностическую точность: средняя абсолютная ошибка в процентах (MAPE) составила менее 6 %, среднеквадратичная ошибка (RMSE) – в пределах 11 т, а коэффициент детерминации ( $R^2$ ) превысил 0.96. Данные метрики подтверждают надежность автоматизированного подхода и его способность с высокой точностью воспроизводить реальные промысловые условия. Практическое применение модели доказывает, что откалиброванные коэффициенты трения существенно повышают достоверность моделирования T&D, минимизируя расхождения между расчетными и фактическими нагрузками на крюке, а также снижая вероятность возникновения затяжек и прихватов.

За счет сведения к минимуму ручной обработки данных и ускорения ретроспективного анализа, данный алгоритм обеспечивает точную калибровку коэффициентов трения, позволяет оптимизировать стратегии спуска обсадных колонн и способствует повышению безопасности строительства скважин. Предложенная методология представляет собой значительный шаг вперед в практике моделирования крутящего момента и сил сопротивления, создавая надежную основу для ее внедрения в режиме реального времени при реализации будущих проектов бурения.

## Introduction

This research article shares insights about how a Python-based workflow was used to determine and calibrate friction factors (FF) used in torque and drag (T&D) simulations for casing running operations in one of the complex high-pressure offshore gas-condensate fields in Caspian region. The case study involves 9 5/8" and 9 7/8" x 10 3/4" tapered casing strings in two wells, discusses how full casing string is selected over liner and tieback runs, and finally how Python-based workflow was applied to improve and calibrate T&D model.

Field A is one of the most technically challenging gas condensate fields in South Caspian Basin, requiring big-bore well design with over 7 casing strings in well design, making well architecture very complex, as illustrated in Figure 1.



**Figure 1. A typical well architecture in Field A**

Usually, 10" x 10 3/4" casing string was run as liner and tieback configuration in order to manage ECD in reservoir sections, casing wear on 10" production casing and improve cementing quality. 10" liner was run to isolate Reservoir A and B which were in virgin pressure condition and long shale interval in-between the reservoirs (Table 1). The Reservoir A and B were sandstone reservoirs, being secondary target for overall full-field development (FFD) and therefore requiring full cement coverage for future upper-hole re-completions (re-perforation). Having liner instead of a full casing string supported improved cementing performance in the field, including more favorable annular flow conditions and enhanced displacement efficien-

cy [9]. The wells in Field A had "J-type" well trajectories with kick-off points (KOP) locating in the previous section. Furthermore, several stuck pipe, loss circulation and twist-off events happened in offset wells while drilling across lower-most reservoir sections which lead to increased drilling and rotating time, wearing 10" x 10 3/4" casing. In one of the previous wells, multi-caliper log showed more than 30 % wear on 10" liner due to mentioned reasons. Therefore, 10" x 10 3/4" tieback was decided to run after running and cementing production liner string, and 13 3/8" x 14" casing was upgraded to handle increased burst load at surface.

However, drilling 12 1/4" hole and running 10" liner to required depth was quite challenging due to wellbore instabilities. Multiple stuck pipe events, erratic torque, caving in drilling and casing held-up events occurred in this section (see table 1). Two key causes of wellbore instabilities in 12 1/4" section as per comprehensive geomechanical study was listed below:

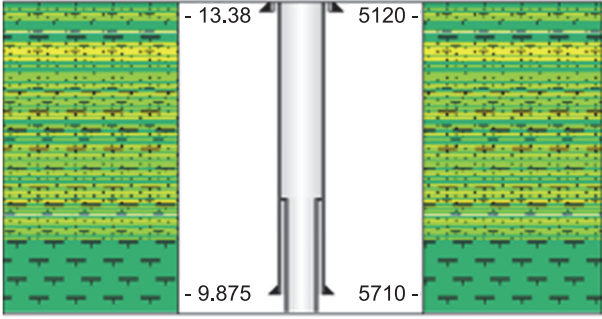
1. **Wellbore Instabilities** with in-gauge Sandstone beds intercalated with over gauged Shale layers are experienced especially while drilling the Reservoir A and B intervals.
2. **Differential Sticking** risk is high in front of Reservoir A and B intervals, as the reservoir pressure is significantly lower than the pressure of the surrounding shales, and consequently significantly lower than the mud weight.

Having outlined the operational context and challenges in Field A, the next step is to evaluate the design alternatives. Understanding the trade-offs between full casing strings and liner-tieback configurations is essential before introducing the Python-based workflow that addresses these challenges.

### Comparison between full casing and liner and tieback configuration string in Field A

Increasingly, operators are looking for simple and cost-effective practices to overcome operational risks and limitations imposed by depleted reservoirs. In subsea wells, running long and heavy full casing string additionally involves significant operational risks as excessive drag and deteriorating wellbore conditions may prevent the casing string from reaching total depth (TD) [1]. Industry experience shows that floating large casing is frequently not feasible to deep subsea depths, and high well friction-

Table 1

12 ¼" hole section	
Previous casing	13 3/8" at 4800–5100 m MD
Shoe	5400–5550 m MD
TD criteria	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 30 m above depleted Reservoir C with uncertainty.</li> <li>• Isolate Reservoir A and B with virgin pressure.</li> </ul>
Mud	2.00 – 2.15 sg non-aqueous based mud (NABM).
Lithology	
Geological hazards and risks	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Expectation of gas influx.</li> <li>• Wellbore instabilities across in-gauge sandstone beds intercalated with overgauge shale layers.</li> <li>• High differential sticking across Res A and B as reservoir pressures are significantly lower than shale pressure, and consequently significantly lower than MW.</li> <li>• Overpul, slack-off and multiple stuck pipe events in previous wells.</li> </ul>
Cement objective	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Safe and efficient operations.</li> <li>• Provide component – firm shoe for drilling next 8 ½" section.</li> <li>• Good cement across secondary target reservoirs – A and B.</li> </ul>

al drags can stop the casing string reaching its planned setting points, creating major non-productive time (NPT) events [2]. For example, inability to run full-bore casing to required TD results in not being able to set casing hanger and may require to pull-out-of hole of full casing either partially or fully. Furthermore, running full-bore casing increases the likelihood and risk of losses during circulation and cementing as reduced annular clearance created higher surge pressures and high equivalent circulating density (ECD), which may exceed the formation fracture pressure and induce lost circulation [3]. Additionally, running long strings to deep wells is fundamentally limited by static hookload capacity of drilling rigs, and this constraint is even more restrictive on offshore platforms where hoisting systems must support extremely heavy casings in deep well [4]. On top of this, in sub-sea environment, floating drilling rigs face strict deck load capacity limitations, which limits total amount of heavy casing that can be stored at the rig [5]. As a result, additional offshore logistics support may be required, and in some cases a dedicated platform support vessel (PSV) must periodically transfer casing joints to the rig to avoid exceeding allowable deck loads which

happened several times in Caspian Sea.

Considering these reasons, in many subsea wells, tieback casings and liners are preferred instead of running full heavy casings, which was the case at Field A as well. In previous well drilling operations at Field A, 10" liner was run to TD with ~150 m of liner lap. Subsequent 8 ½" section was drilled and production liner was run and cemented at required depth. Only after this, 10" x 10 ¾" tieback string was usually run and set between 10" top of liner (TOL) and wellhead (WH) without major issues. These operation sequences eventually improved the ECD limitations on 8 ½" section and 5 ½" production liner cementing operations. On the other hand, it had exposed the previous casing string – 13 5/8" x 14" casing string to reservoir section loads, heavily influencing burst and collapse rating of the string in casing design. Moreover, running liner and tieback strings require a lot of rig time as the operations involve separate liner and tieback string runs, separate cementing operations and a dedicated TOL cleaning (polishing) run to clean-out TOL to land and set tieback seal assembly. In some estimates reported by other authors, these additional operations in liner and tieback runs may require between 3 and 15 addi-

tional days of rig time, depending on well depth, location, equipment, well design and rig crew experience [6], [2]. Considering both additional rig time and additional equipment / tubular requirements, such as liner hanger, tieback seal assembly, contingency seal assembly, polished mill BHA, back-up equipment and rental costs, running liner and tieback is significantly costly operation that must be justified in detail. These operations often involve multiple trips, additional tools, and higher risk exposure, all of which escalate cost and extend well-construction timelines [7]. The comparison between full casing and liner-tieback configurations is presented in Table 2.

However, following recent drilling activities, formation pressure test results (RFT measurements during drilling and pressure transient analysis (PTA) results from production revealed depleted reservoir pressure. Having lower production rates triggered detailed engineering review of well design and well architecture in order to review the requirements of liner and tieback given field conditions. Despite lower reservoir pressure, tempting losses in reservoir section, it was recommended to run full-bore casing string. Additionally, based on the study, it was concluded that casing size may be decreased to 13 3/8" casing string and 9 5/8" x 10 3/4" tapered casing strings due to lessened burst and collapse rating requirements.

While the previous section highlights the operational complexities of casing deployment, it does not fully address the limitations of conven-

tional modeling practices. The following section defines the core problem that motivated the development of an automated, Python-driven solution

#### Statement of problem

Conventional T&D modelling will be utilized to model and predict mechanical loads during 9 5/8" full casing running operations. Conventional T&D modelling remains the industry standard for predicting loads although their reliability hinges on accurate friction factor calibration based on real-field measurements. Traditionally, the FF calibration relies on manual interpretation of limited rig measurements and historical friction factor values. Such static assumptions often fail to reflect depth and formation-based FF fluctuations in open-hole (OH). This is especially concerning long and heavy casing strings in subsea environments.

Currently, in industry, drilling engineers use rig-based actual tripping weights – slack-off (SO) and pick-up (PU) weights, or extract PU and SO weights from mud-logging data in order to compare them against modelled drag values to calibrate FF values used in the model and enhance modelling accuracy. This process suffers from two major drawbacks.

1. **Sparse data coverage:** rig based actual tripping weight measurements are frequently taken at discrete depths which is inadequate for long casing strings spanning multiple formations and open-hole intervals exceeding 2.500 m.

2. **Manual, time-intensive processing:** Data extraction, cleaning, and interpretation require

Table 2

	Long & Full Casing String	Liner + Tieback Design
<b>Structural Integrity</b>	Continuous casing string ensures consistent well integrity with little chance to fail	Possible failure in tieback system's metal-to-metal seal and liner top packer may compromise well integrity.
<b>Rig time</b>	Overall, less time is needed despite long time is required to run the casing. Between 3 and 15 days may be saved.	More rig time is needed due to separate liner and tieback runs, dedicated clean-out BHA runs and separate cementing operations.
<b>Hook Load</b>	High capacity may be required to run long and full casing string to desired setting depth.	Separate liner and tieback runs lessen the need to have higher hook load capacity.
<b>Pressure Rating</b>	Isolation of previous casing string does not allow exposure of load scenarios of deeper sections.	Sometimes, tieback may be run after long time which exposes previous casing string to deeper section loads. This triggers to have higher pressure rating for previous casing string.
<b>Operational Complexity</b>	Full casing run requires only casing hanger handling and setting operations.	On top of casing hanger handling and setting, this requires additional liner hanger, liner cementing, clean-out run planning, scraper run (in some cases), dummy tieback run and etc.
<b>ECD management</b>	Tight clearance creates high ECD for this and sections below.	Do not generate high ECD, especially in case of tieback run in later stages.

significant effort, delaying analysis and limiting its applicability for real-time decision-making

These limitations lead to inaccurate friction factor calibration, increasing the risk of over-stress, stuck pipe, and compromised cementing performance. To overcome these challenges, there is a clear need for automated, Python-based workflows capable of processing continuous rig data streams, generating high-resolution PU/SO profiles, and performing interval-specific friction factor calibration. Such data-driven approaches enable dynamic T&D modeling, improve prediction accuracy, and support safer, more efficient casing deployment in complex well environments

**A Python-based workflow**

This study introduces an automated Python workflow designed to streamline torque and drag (T&D) modeling by extracting pick-up (PU) and slack-off (SO) weights from mud logging data and calibrating friction factors for casing running operations. The approach addresses key limitations of conventional methods, which rely on sparse, manually processed measurements and are time-consuming, by leveraging continuous data streams and advanced statistical techniques.

The process begins with acquisition of real-time hook load data from mud logging systems during casing running operations. Since these measurements are often distributed across multiple Excel files, the first step involves data consolidation and cleaning to ensure only relevant casing running intervals are included. This step is critical for long casing runs that may span several days. Next, the cleaned dataset is uploaded into the Python-based application, where a pre-developed script executes automat-

ed analysis. The algorithm applies several key functions, as shown in Figure 2.

- Outlier detection using Z-score filtering to remove anomalous readings caused by sensor errors or operational disturbances.
  - Identification of PU and SO weights across depth intervals using thresholding and rolling median techniques, ensuring accurate detection even in noisy datasets.
  - Interval segmentation (e.g., 12 m or 36 m) to align with casing joint or stand lengths, producing high-resolution weight profiles.
- Once the script completes, the workflow generates two outputs:

- Hook Load vs. Depth charts generated by the workflow, visualizing PU and SO trends.
- Excel files containing cleaned data and calculated weights for further analysis.

The next stage involves validation of model outputs against actual rig measurements.

Accuracy is quantified using three statistical metrics:

1. Mean Absolute Percentage Error (MAPE) to measure relative error.
2. Root Mean Square Error (RMSE) to assess absolute deviation.
3. Coefficient of Determination ( $R^2$ ) to evaluate correlation strength.

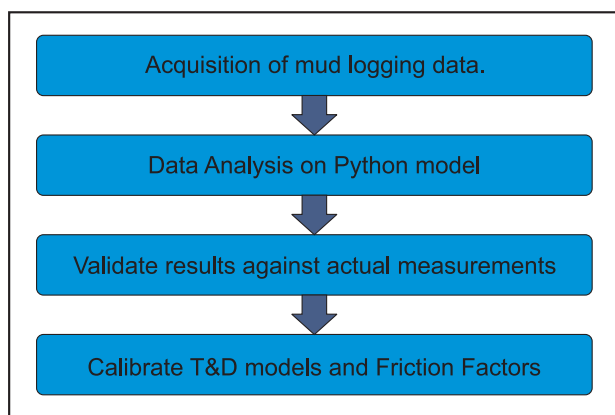
If discrepancies are identified, the model is retrained to improve accuracy.

Once validated, the extracted PU/SO data is compared against T&D model predictions to calibrate friction factors for specific well intervals. These calibrated values are then integrated into updated T&D models, enhancing prediction accuracy for future well planning and reducing operational risks such as overpull or stuck pipe.

Overall, this automated workflow significantly reduces manual effort, accelerates post-drilling analysis, and ensures precise friction factor calibration for complex casing operations. By combining real-time data processing with robust statistical validation, the methodology supports safer, more efficient casing deployment and optimized well construction strategies.

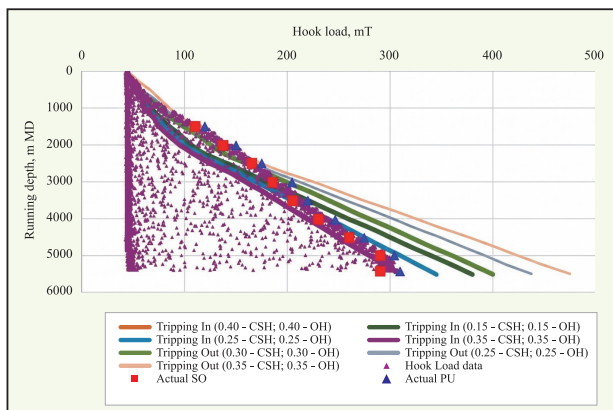
**Case study – Well A**

Well A was the first well where 9 5/8" full casing was run to achieve the objectives listed out in Table 1. 13 3/8" previous casing was set in 4900 m MD. 12 1/4" section drilled to 5400 m, and 9 5/8" full casing was run to TD with-



**Figure 2. Workflow for the Python-based model**

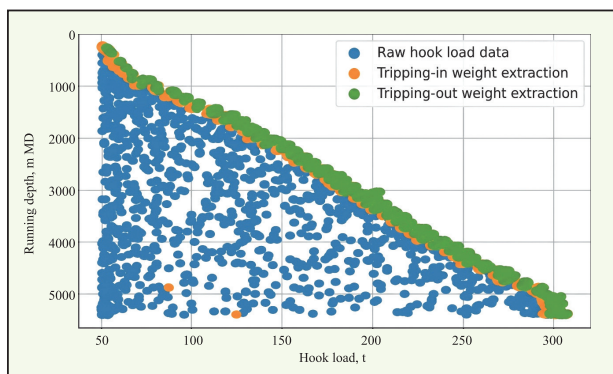
out much drag. Figure 3 shows actual hook load measurements (hook load vs running depth), together with pick-up and slack-off weights recorded by the rig crew.



**Figure 3. Well A – Torque and Drag modelling results with multiple FF sensitivities, all the hook load measurements by rig sensors, and actual pick-up and slack-off weight measurements at different intervals by rig crew**

Although all the inputs on the software were validated before use, the model did not achieve to match the actual T&D behaviors of 9 5/8” casing run – this mismatch is visible as the modelling curves do not follow the same trend as “thick cloud” of hook load measurements tripping operations. Therefore, as a part of engineering study, it was decided to apply the Python-based workflow to carry out friction factor calibration as well as update existing T&D model if necessary.

The extracted tripping-in and tripping-out weights are presented in Figure 4.



**Figure 4. Tripping in and out weights extraction from python model for 9 5/8” casing at Well A**

In this example, the methodology used more than 20.000 data points obtained from mud logging unit. The application handled the data,

effectively analyzed and produced SO and PU weight of 9 5/8” casing string. The workflow generated two outputs: the chart in Figure 4 and excel files with required outputs, such as depth vs PU and SO weights. In order to verify the accuracy of these outputs, MAPE, RMSE and R<sup>2</sup> mathematical verification methods were used to quantify the differences between SO and PU weights determined by the workflow and rig-based actual measurements.

Table 3 summarizes the key performance metrics used to validate the accuracy of the Python-based application for determining pick-up (PU) and slack-off (SO) weights from mud logging data.

Table 3

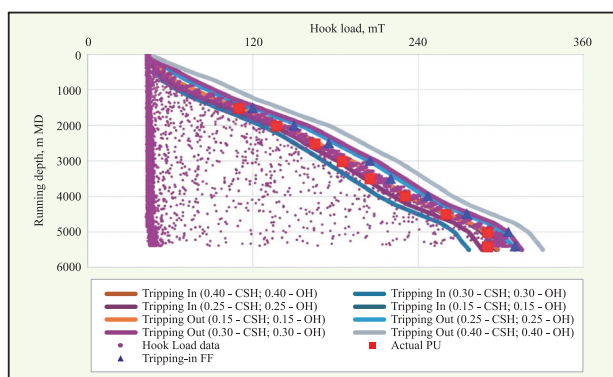
Series	MAPE (%)	RMSE (t)	R <sup>2</sup>
Slack-off	5.42 %	11.0	0.961
Pick-up	4.85 %	10.1	0.976

The Mean Absolute Percentage Error (MAPE) method indicated that the maximum error was approximately 4.85 % for PU weights and 5.42 % for SO weights, demonstrating a high level of precision in the predictions. Furthermore, the Root Mean Square Error (RMSE) values were 10.1 tons for PU and 11.0 tons for SO, which are well within acceptable operational limits for heavy casing strings. The coefficient of determination (R<sup>2</sup>) values of 0.976 for PU and 0.961 for SO confirm a strong correlation between the predicted and actual measurements. Overall, these robust metrics validate the reliability of the Python-based workflow, proving its capability to accurately process continuous rig data and generate interval-specific friction factor calibrations for torque and drag modeling. This level of accuracy significantly reduces manual interpretation time and enhances real-time decision-making during casing running operations.

### Torque and Drag model update on Well A

After validating the Python-based workflow against actual rig-based measurements, existing T&D model for Well A was started to be updated as the current torque and drag model cannot decisively predict drag across open hole section. As well architecture had recently been changed from liner and cemented tieback to full casing string, it was critical to understand, and model expected torque and drags from the operations.

Inaccurate load predictions may result in excessive hookload during tripping in, resulting in breaking landing string down, slip crushing, stuck pipe and premature tool failures [8]. Also, inaccuracy in T&D model compromises cementing operations since centralizer selection and placement is heavily dependent on T&D outputs [9]. Considering the fact that this casing string was essential to isolate Reservoir A and B, the success in the cementing operations, meaning full coverage of circumferential cement around reservoir units was a must to achieve. This was needed first to prevent crossflow in-between the reservoir units and for future upper-hole recompletions which were the secondary objective of Well A.



**Figure 5. Updated Torque and Drag modelling outputs for tripping-in and out weights with multiple friction factor sensitivities, and its comparison against actual hook load measurements for Well A**

Figure 5 shows the final updated T&D model outputs with multiple FF sensitivities and a similar comparison made for the initial T&D outputs.

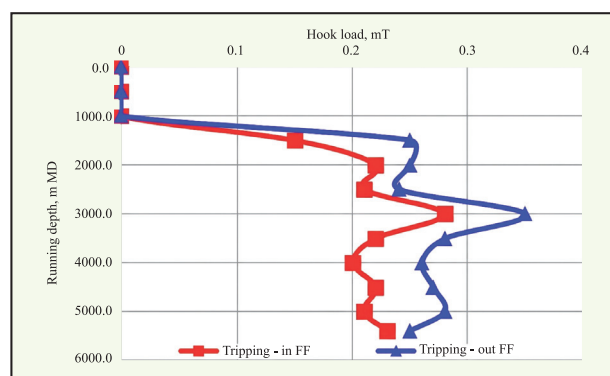
Table 4 shows calibrated friction factors for T&D models for different wellbore intervals and tripping scenarios. For tripping-in operations, friction factors ranged between 0.25–0.30 in cased-hole up to the kick-off point (KOP), 0.30–0.35 in cased-hole below KOP, and 0.20–0.25 in open-hole sections.

Table 4

Tripping-in T&D Modelling		Tripping-out T&D Modelling
Interval	Friction Factor	Friction Factor
Cased-hole up to KOP	0.25–0.30	0.30–0.35
Cased-hole below KOP	0.30–0.35	0.35–0.37
Open-hole	0.20–0.25	0.25–0.30

For tripping-out operations, slightly higher values were observed: 0.30–0.35 for cased-hole up to KOP, 0.35–0.37 for cased-hole below KOP, and 0.25–0.30 for open-hole intervals. These calibrated values highlight the tendency for increased friction during tripping-out compared to tripping-in, particularly in cased-hole sections below KOP.

Figure 6 illustrates T&D modelling outputs with calibrated FFs, comparing actual rig measurements with simulated hookload profiles under different friction factor assumptions.



**Figure 6. Sensitivity analysis of FF vs measured depth while tripping-in and out for Well A**

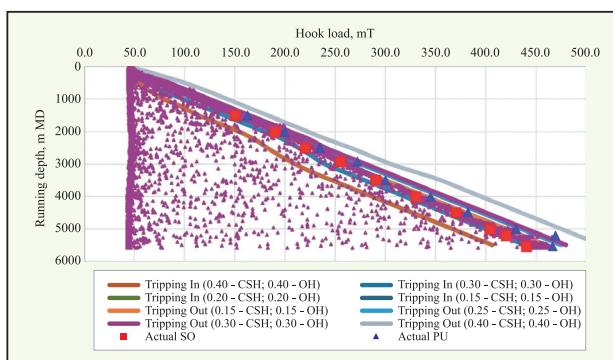
The model applies friction factors of 0.25–0.30 for cased-hole up to KOP, 0.30–0.35 for cased-hole below KOP, and 0.20–0.25 for open-hole during tripping-in operations, while slightly higher values are used for tripping-out scenarios. The chart demonstrates how these interval-specific friction factors influence predicted pick-up and slack-off loads across measured depth. Higher friction factors, particularly in cased-hole below KOP, result in increased drag and hook load, whereas lower values in open-hole sections produce smoother load trends. This comparison validates the calibration approach and emphasizes the importance of applying interval-based friction factors for accurate T&D predictions and safer casing running operations.

### Case study – Well B

After finalizing the post-well drilling analysis including friction factor calibration in Well A, Well B modelling works were started with updated WellPlan model. Well B had similar well design to the previous well with given geological plan.

Using the updated model, T&D modelling was carried out for 9 7/8” x 10 3/4” casing run. In

Well B, due to the change in completion equipment, bigger OD casing was run in upper section in order to accommodate 5 1/2" tubing-retrievable surface controlled subsurface safety valve (TRSCSSV) – a critical safety equipment inside 10 3/4" casing with 9 3/4" drift size. Despite this difference in casing design, T&D model results matched actual well dynamics and T&D behaviour from casing running operation. Figure 7 shows actual hook load readings from the operation, actual PU and SO measurements done by rig crew and T&D modelled PU and SO weights with multiple FFs.

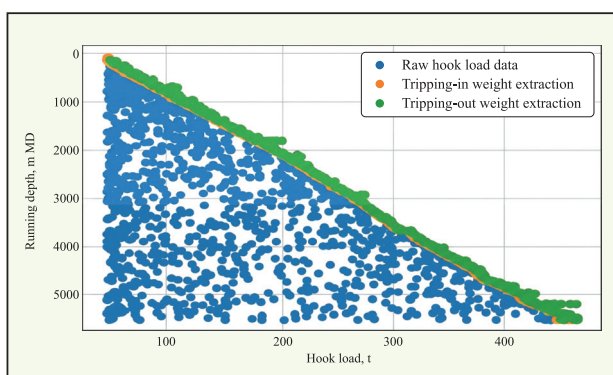


**Figure 7. Well B – Torque and Drag modelling results with multiple FF sensitivities, all the hook load measurements by rig sensors, and actual pick-up and slack-off weight measurements at different intervals by rig crew**

In order to confirm whether T&D modelled matched hook load measurements or if any update is required, the Python-based workflow was again applied to extract PU and SO weights for the casing run.

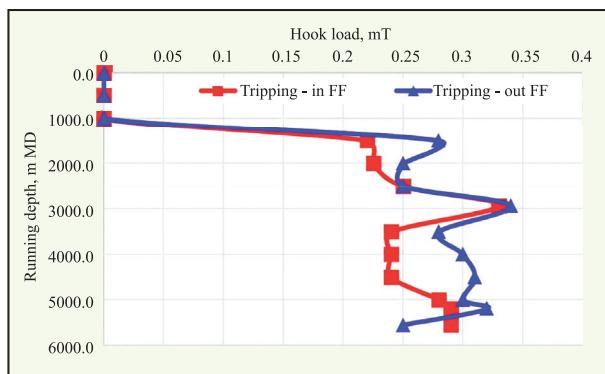
Figure 8 shows model-extracted PU and SO weights for Well B.

Python model results were validated against actual rig measurements on tripping weights,



**Figure 8. Tripping in and out weights extraction from python model for 9 5/8" casing at Well B**

confirming more than 95 % accuracy as per MAPE, RMSE and R<sup>2</sup> methods. Here, the Python-based model was proved to be accurate and useful tool to validate T&D models in quick and efficient manner. Figure 9 illustrates the comparison between actual hook load measurements and Python-based T&D model predictions for Well B during casing running operations.



**Figure 9. Sensitivity analysis of FF vs measured depth while tripping-in and out for Well B**

The plot highlights pick-up and slack-off trends across measured depth, showing strong alignment between modeled and real data. This consistency validates the calibrated friction factors applied for different intervals (as per Table 4) and confirms the robustness of the automated workflow. Minor deviations observed at deeper open-hole sections are attributed to dynamic wellbore conditions and cuttings accumulation, which were not fully captured in static modeling.

Overall, Figure 9 demonstrates that the Python-based approach significantly improves prediction accuracy, enabling proactive risk management for overpull and stuck pipe scenarios while optimizing running efficiency.

### Conclusion

This study demonstrated the successful application of a Python-based automated workflow for extracting pick-up (PU) and slack-off (SO) weights from mud logging data and calibrating friction factors for torque and drag (T&D) modeling in complex casing running operations. By leveraging continuous data streams and advanced statistical techniques, the workflow addressed key limitations of conventional post-drilling analysis, which often relies on sparse, manually processed measurements and lacks interval-specific accuracy.

Validation results confirmed the robustness of the approach, with MAPE values below 6 %, RMSE within 11 tons, and R<sup>2</sup> exceeding 0.96

for both PU and SO weights. These strong metrics highlight the reliability of the automated process in generating accurate

### References

1. *Zheng J., Zhang S., Sun H.* Analysis of friction & torque and casing running measures in extended-reach well // *Thermal Science*, 2024, vol. 28, No. 4B, pp. 3499-3504.
2. *Wilson A.* Innovative tool improves hole-cleaning efficiency in extended-reach wells // *Journal of Petroleum Technology*, 2016, vol. 68, No. 5, pp. 80-82.
3. *Salih F.R., Hadi F.A., Al Saba M.T.* Analysis of surge and swab ECD of herschel bulkley fluids in rumaila iraqi oil field // *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 2024, vol. 25, No. 1, pp. 141-153.
4. *Hui Z., Gao D., Tang H.* Landing string design and strength check in ultra-deepwater condition // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2010, vol. 2, No. 4, pp. 178-182.
5. *Samuel R.* Friction factors: What are they for torque, drag, vibration, bottom hole assembly and transient surge/swab analyses? // *Journal of petroleum science and engineering*, 2010, vol. 73, pp. 258-266.
6. *Gaurina-Međimurec N., Mesarić P.* Application of Solid Expandable Tubulars in the Petroleum Industry // *Rudar-sko-geološko-naftni zbornik*, 2022, vol. 37, No. 1, pp. 163-180.
7. *Huang W.J., Gao D.L.* Analysis of drilling difficulty of extended-reach wells based on drilling limit theory // *Petroleum Science*, 2022, vol. 19, No. 3, pp. 1099-1109.
8. *Chen P., Gao D., Wang Z., Huang W.* Study on multi-segment friction factors inversion in extended-reach well based on an enhanced PSO model // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, vol. 27, pp. 1780-1787.
9. *Choi M., Garcia J., Ninokata H.* Novel methodology to evaluate displacement efficiency of non-Newtonian fluids in primary cementing operations // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 168, pp. 18-30.

## Neft-qaz yataqlarında anomal yüksək məsamə təzyiqinin qiymətləndirilməsi

**Z.S. Musayev**, t.e.n., **C.S. Abbasov**, y.e.ü.f.d., **V.V. Məmmədova**, t.ü.f.d.  
Azərbaycan Memarlıq və İnşaat Universiteti

e-mail: c\_abbasov1977@mail.ru

**Açar sözlər:** anomal yüksək məsamə təzyiqi, hidrostatik təzyiq, anomaliya əmsali, anomal gərginlik, gil süxurları, məsaməlik, lay rejimləri, miqrasiya, istismar, işlənmə.

Tədqiqat sahəsinin süxur massivində anomal yüksək məsamə təzyiqinin dəyişmə xüsusiyyətləri, eyni zamanda quyuətrafı zonada təbii gərginlik sahəsinin pozulması ilə əlaqədar baş verən lokal proseslərin inkişafı, qeyri-xətti səciyyəsi, onların qarşılıqlı təsir xüsusiyyətləri, bu prosesləri tənzimləyən parametrlərin say çoxluğu və quyu divarlarında yaranmış yeni geotektonik gərginlik sahəsi müxtəlif geoloji şəraitlərdə flüidin miqrasiyasına və işlənməsinə öz təsirini göstərir. Ona görə də anomal yüksək məsamə təzyiqinin karbohidrogenlərin miqrasiyasında, toplanmasında, formalaşmasında və işlənməsində rolunun böyük olması onun neft-qaz yataqlarının axtarış-kəşfiyyatında və qiymətləndirilməsində, eyni zamanda orada quyu qazma işlərinin səmərəli şəkildə yerinə yetirilməsində nəzərə alınmasını zəruri edir.

### Оценка аномально высокого порового давления на нефтегазовых месторождениях

З.С. Мусаев, к.т.н., Дж.С. Аббасов, д.ф.н.э., В.В. Мамедова, д.ф.т.н.  
Азербайджанский университет архитектуры и строительства

**Ключевые слова:** аномально высокое поровое давление, гидростатическое давление, коэффициент аномальности, аномальное напряжение, глинистые породы, пористость, режимы пласта, миграция, эксплуатация, разработка.

Особенности изменения аномально высокого порового давления в массиве горных пород исследуемой территории, а также развитие локальных процессов, обусловленных нарушением естественного поля напряжений в прискважинной зоне, их нелинейный характер, особенности их взаимодействия, большое количество параметров, регулирующих эти процессы, и формирующееся на стенках скважин новое геотектоническое поле напряжений оказывают влияние на миграцию и разработку флюида в различных геологических условиях. Поэтому большая роль аномально высокого порового давления в миграции, накоплении, образовании и разработке углеводородов обуславливает необходимость его учета при разведке и оценке месторождений нефти и газа, а также для эффективного проведения на них буровых работ.

## Assessment of anomalous high pore pressure in oil and gas fields

Z.S. Musayev, Cand. in Tech. Sc., J.S. Abbasov, PhD in Earth Sc., V.V. Mamedova, PhD in Tech. Sc.  
Azerbaijan University of Architecture and Construction

**Keywords:** anomalously high reservoir pressure, hydrostatic pressure, anomaly coefficient, anomalous stress, clay rocks, porosity, reservoir regimes, migration, development.

The characteristics of the change in anomalously high reservoir pressure in the rock massif of the study area, as well as the development of local processes occurring due to the disruption of the natural stress field in the wellbore zone, their nonlinear nature, their interaction characteristics, the large number of parameters regulating these processes, and the new geotectonic stress field formed on the well walls have their impact on the migration and development of fluid in various geological conditions. Therefore, the great role of anomalously high reservoir pressure in the migration, accumulation, formation and development of hydrocarbons makes it necessary to take it into account in the exploration and evaluation of oil and gas fields, as well as in the efficient implementation of well drilling operations there.

Neft və qaz yataqlarında kollektor layların neftli, qazlı və sulu olması, burada təzyiq və temperaturun isə müxtəlif qiymətlərlə paylanması, eyni zamanda yatağın struktur quruluşu, yerləşmə dərinliyi və başqa geoloji-geofiziki amillər, yataqdaxili süxurların fiziki xüsusiyyətlərinin dəyişməsində və fərqlənməsində böyük rol oynayır. Göstərilən amillərin araşdırılması və təhlili süxurların fiziki xassələrinin, həm yataq daxilində, həm də kənarda hansı qanunauyğunluqla dəyişdiyini öyrənməyə imkan verir.

Neft-qaz yataqlarında anomal yüksək məsamə təzyiqi (AYMT) adətən çöküntülərin uzun müddət ərzində çökməsi və dağ təzyiqinin təsiri altında onların sıxlaşması ilə məsamələrində yüksək gərginlik altında olan flüidin yaratdığı əks təsir nəticəsində əmələ gəlir [1, 2].

Süxur məsamələrində AYMT-nin əmələ gəlməsinə digər amillər də təsir göstərə bilər. Mühtidə bu ehtimallardan ən geniş yayılanları aşağıdakılardır:

– çöküntülərin qravitasiya sıxlaşması prosesində məsaməli və çatlı süxurlarda əmələ gəlməsi;

– tektonik gərginlik şəraitində kəsilişin müxtəlif hissələrində məsaməli rezervuarların deformasiyaya uğraması nəticəsində əmələ gəlməsi;

– dərinlikdə yüksək təzyiqli flüidlərin miq-rasiyası və bunun (kəsilişin ayrıca hissəsində) bağlı məsamələrlə hidrodinamik əlaqədə olması prosesində əmələ gəlməsi.

Ona görə də neftli-qazlı süxur kəsilişlərinin AYLТ ilə əlaqəli öyrənilməsi axtarış-kəşfiyyat işlərinin ən optimal şəraitdə aparılmasına və quyu qazma işlərinin səmərəli həyata keçirilməsinə şərait yaradır. Eyni zamanda təzyiq rejimi neft-qazın faza xüsusiyyətlərinə böyük təsir göstərdiyindən, onun süxur kəsilişlərində karbohidrogenlərin işlənməsinə təsirinin qiymətləndirilməsi aktual məsələlərdən biridir.

Layda maye və qazın işlənməsinin təmin olunması üçün ilk növbədə enerji mənbəyi olmalıdır. Enerji mənbəyini müəyyən etmək üçün isə lay rejimlərini bilmək lazımdır. Lay rejimi dedikdə, laydan quyudibinə maye və qazın yüksək təzyiq altında sıxışdırılması prosesi və bu prosesdə iştirak edən qüvvələr nəzərdə tutulur. Lay rejimlərinin səmərəli tətbiqi üçün quyudibi təzyiq lay təzyiqindən aşağı olmalıdır. Belə olmadıqda isə quyuda təzyiqlər düşküsü yaratmaq lazımdır. Təzyiqlər düşküsünün qiyməti müxtəlif amillərdən, xüsusən də layda axan maye və qazın sərfindən, özlülükdən, süxurların fiziki-kimyəvi xassələrindən və s. asılıdır.

Layda maye və qazı hərəkət etdirən enerji mənbələri kimi aşağıdakıları göstərmək olar: layda olan su və neftin ağırlığından və anomal gərginlik deformasiya şəraitindən irəli gələn hidrostatik basqı enerjisi; layda su, neft və həll olmuş sərbəst qazın və layı təşkil edən süxur skeletinin elastik enerjisi.

Neft-qaz yataqlarında AYMT-nin olması onun işlənməsinə müsbət təsir göstərir.

AYMT-yə malik məhsuldar layların iqtisadi göstəriciləri normal hidrostatik təzyiqlə malik məhsuldar laylara nisbətən böyükdür. Laylardan neftin normal şəraitdə süzülməsi məqsədi ilə lay təzyiqinin saxlanması prosesinin həyata keçməsi geoloji şəraitdən də asılıdır.

Neft yatağı məsaməli və çatlı kollektorlardan ibarət olduğu halda, AYMT və yüksək temperatur şəraitində xeyli miqdarda neft-qazın bu çatlar vasitəsilə digər sahələrə miqrasiyası nəticəsində yeni neft yatağı formalaşa bilər. Laylardan təzyiğin azalması neftin çatlar vasitəsi ilə hərəkətinə, o cümlədən də mayenin quyuya axmasına mənfi təsir göstərir. Odur ki, AYMT neft və qaz yataqlarının işlənmə mərhələsinə kimi öz formasını saxlayır. Neftin işlənməsi prosesində bu təzyiqlə tədricən aşağı düşərək hidrostatik təzyiqlə yaxınlaşır və hətta ondan da aşağı qiymətə malik ola bilər [3, 4].

Yuxarıda qeyd olunan məsələlər Aşağı Kür çökəkliyində yerləşən neft-qaz yataqları təmsalində nəzərdən keçirilmişdir.

Aşağı Kür çökəkliyində yerləşən neft-qaz yataqlarının əsas xüsusiyyətlərindən biri, onun kəsilişlərində AYMT-nin çox olması və sahələr üzrə müxtəlif qiymətlərlə dəyişməsidir. Çökəkliyin Pliosen çöküntülərinə qazılmış çoxsaylı dərin quyuların məlumatları göstərmişdir ki, burada lay təzyiqləri hidrostatik təzyiqlərdən xeyli çoxdur. Bu rayonda yüksək lay təzyiqləri əsasən neft-qaz yataqları və qaz-palçıq vulkanları ilə genetik əlaqədə olur və onun kəsilişlərində müxtəlif qiymətlərlə dəyişir. Burada yüksək lay təzyiqinin əmələ gəlməsi zona xüsusiyyətlidir və əsasən yataq ətrafında və onun konturları xaricində daha çox müşahidə edilir. Məsələn, Qalmaz, Kürövdağ, Kürsəngi və s. neft-qaz yataqlarının konturları xaricində lay təzyiqləri hidrostatik təzyiqləri 2–5 MPa qabaqlayır. Təkcə Qarabağlı yatağında bu fərq 10 MPa-ya qədər böyüyür. Kürsəngi yatağında isə 2500–3000 m dərinlikdə 37–45 MPa-ya çatır. Mişovdağ yatağında Məhsuldar Qat (MQ) çöküntülərinin tağ hissəsində lay təzyiqləri hidrostatik təzyiqlərdən daha çoxdur. Əgər burada AYMT-nin inkişafı Üst Pliosen çöküntülərində zona xüsusiyyətlidirsə və bəzi hallarda lay təzyiqləri hidrostatik təzyiqlə yaxın olarsa, onda təbii olaraq burada Pliosen çöküntüləri AYMT-nin əmələ gəlməsi və dəyişməsinin yüksək qiymətləri ilə xarakterizə olunacaq.

Tədqiqat sahəsində Pliosen çöküntüləri regi-

onal paylanma və böyük qalınlıq xüsusiyyətlərinə, ən əsası da regional neftqazlılıq xüsusiyyətlərinə malikdir. Bəzi sahələrdə onun qalınlığı 4–4.5 km-ə çatır. Bu çöküntülərdə AYMT-nin əmələ gəlməsinə əsas səbəblərdən biri çöküntütoplanma prosesi zamanı dağ təzyiqinin təsiri altında onların yüklənməsi və sıxlaşması nəticəsində məsamələrdə toplanmış flüidə anomaliyə gərginlik deformasiyası prosesləridir.

Çöküntülərin uzun müddət yüklənməsi nəticəsində onların böyük qalınlığında toplanan gil layları yüksək təzyiqlə flüidə boşalmasını məhdudlaşdıraraq onları bu günə qədər saxlamışdır. Bəzən çöküntülərin zəif yüklənməsi və sıxlaşması nəticəsində MQ-nin məsamələrində toplanan flüidə sıxılmasında yaranan ləngimələr (gecikmələr), onlarda əmələ gələn yüksək lay təzyiqinin qiymətinin dağ təzyiqinin qiymətinə qədər enməsinə gətirib çıxarır.

Karbohidrogenlərin uzunmüddətli miqrasiya prosesi, onun antropogenə güclənməsinə və artmasına gətirib çıxarır. Neftməhləgəlmə sahəsindən (Miosen-Paleogen və s.), neftqaz toplanma sahəsinə (Alt və qismən Üst Pliosen çöküntüləri) karbohidrogenlərin böyük miqdarda miqrasiyası yüksək təzyiqlə və temperatur şəraitində mümkündür.

Tədqiqat sahəsində Pliosen çöküntüləri AYMT-nin əmələ gəlməsinə görə üç intervala ayrılmışdır: birinci interval Üst Pliosenin qeyri-məhsuldar hissəsidir ki, burada AYMT ya zəif olur, ya da heç olmur; ikinci interval kəsilişin neftli-qazlı hissəsini əhatə edir. Burada AYMT geniş inkişaf etmişdir. Eyni zamanda çox az-az hallarda bu intervallarda lay təzyiqləri zəif olur; üçüncü interval alt hissəsidir ki, burada laylanmış çöküntülərdə AYMT-nin intensiv əmələ gəlməsi və paylanması tamamilə fərqlənir.

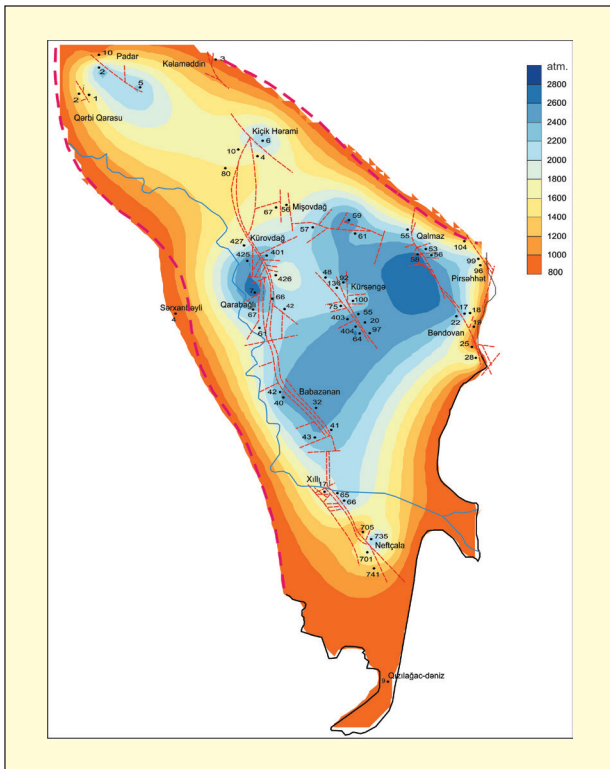
Alt Pliosen çöküntüləri regional neft-qaz toplanma xüsusiyyətlərinə və böyük qalınlığa malikdir. Onun böyük qalınlığı əsasən gillərlə örtülür və AYMT-nin dəyişən qiymətləri ilə xarakterizə olunur. Burada neft və qazın yerləşmə qanunauyğunluğu onların regional yüklənmə istiqamətindən asılıdır.

MQ kəsilişlərində lay təzyiqləri normal hidrostatik təzyiqlə uyğun gələrsə, onda MQ-dən aşağıda qazma işləri asanlıqla aparıla bilər. Buna misal olaraq Neftçala sahəsinin cənub-qərb hissəsində yerləşən 741 №-li quyunu göstərmək olar. Quyunun qazılması zamanı MQ-da 1.26–

1.45 q/sm<sup>3</sup> xüsusi çəkiyə malik qazma məhlulundan istifadə olunmuşdur. MQ-nin alt şöbələrində isə AYMT-nin intensiv əmələ gəlməsi və intervallar üzrə dəyişməsi ilə əlaqədar olaraq, gil məhlulunun xüsusi çəkisi tədricən 2–2.4 q/sm<sup>3</sup>-ə qədər artırılmışdır [5].

Aşağı Kür çökəkliyinin neft-qaz yataqlarında AYMT-nin üst sərhədi 80–280 MPa arasında dəyişir (şəkil 1). Çökəkliyin 1000 m-dən 6000 m-ə qədər dərinlik intervallarında və gillərdə isə anomal məsamə təzyiqi 150–144 MPa, onun qradiyenti 0.011–0.022 MPa/m arasında dəyişdiyi tədqiqatlarımız zamanı məlum olmuşdur. Təkcə Mişovdağ, Kürovdag yataqlarının kəsilişlərində maksimal qradiyent təzyiq bəzən 0.020-dən 0.023 MPa/m qədər arta bilər. Qalın kollektor laylarda isə təzyiq qradiyenti aşağıda göstərilmiş şəkildə dəyişir (cədvəl). Ona görə də neft-qaz yataqlarında anomal yüksək lay və məsamə təzyiqinin dəyişmə sərhədlərinin və qradiyent qiymətlərinin düzgün təyin olunması, onun neft-qazın işlənməsinə təsir xüsusiyyətlərinin öyrənilməsində, kəsilişin neftqazlılığının qiymətləndirilməsi və istismarında xüsusi əhəmiyyət kəsb edir.

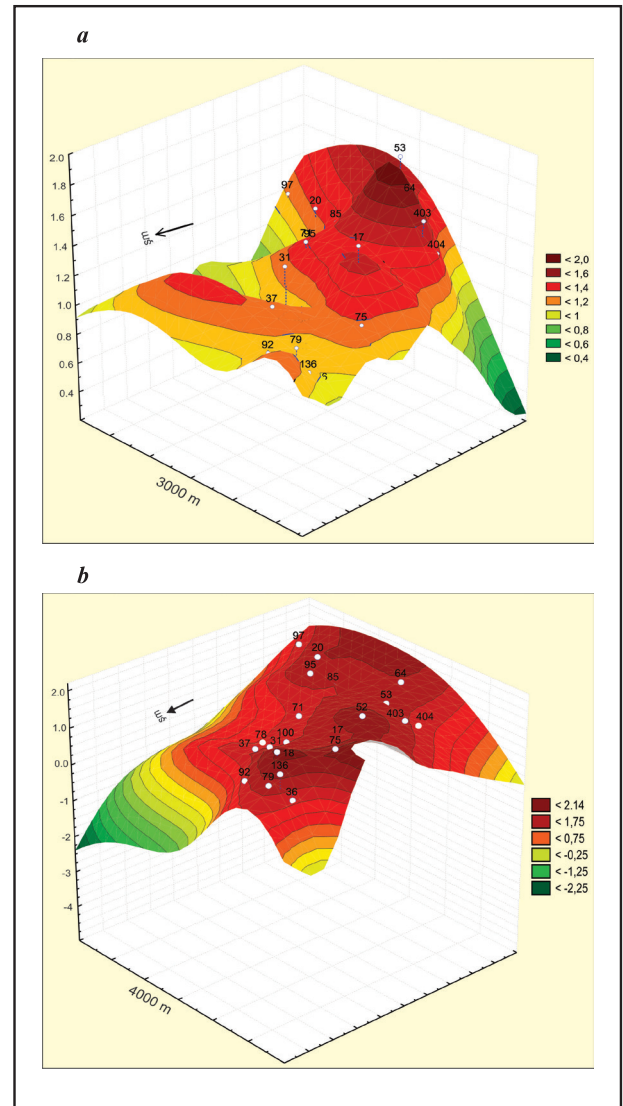
Kompleks quyu geofiziki tədqiqat (QGT) materialları əsasında aparılan araşdırmalar göstərir



Şəkil 1. Aşağı Kür çökəkliyinin neft-qaz yataqlarında AYMT-nin üst sərhədinin dəyişməsi

Sahə	Kollektor laylarda təzyiq qradiyenti, MPa/m	
	Orta	Yüksək
Kürovdag	0.013	0.015
Qarabağlı	0.013	0.016
Kürsəngi	0.014	0.016
Mişovdağ	0.013	0.018
Qalmaz	0.011	0.016
Kiçik Hərəmi	-	0.014

ki, Aşağı Kür çökəkliyinin Kürsəngi yatağında kollektor tipli laylarından fərqli olaraq gillərdə məsamə təzyiq qradiyentinin dərinlik üzrə artma sürəti böyükdür. Eyni zamanda çökmə qatın açılmış hissəsində (xüsusən də gillərində) anomaliya əmsalının ( $K_a$ ) xarakterik olaraq dəyişdiyi müəyyən edilmiş və struktur modelləri tərtib



Şəkil 2. Kürsəngi yatağının 3000 m (a) və 4000 m (b) dərinlik kəsilişində anomaliya əmsalının dəyişməsi sxemi

olunmuşdur (şəkil 2). Burada yerləşən strukturların dərin quyularından alınmış çoxsaylı məlumatların təhlili göstərir ki, anomaliya əmsalı nəinki kəsiliş üzrə, həmçinin quyudan-quyuya, sahədən-sahəyə müxtəlif qiymətlərlə dəyişir.

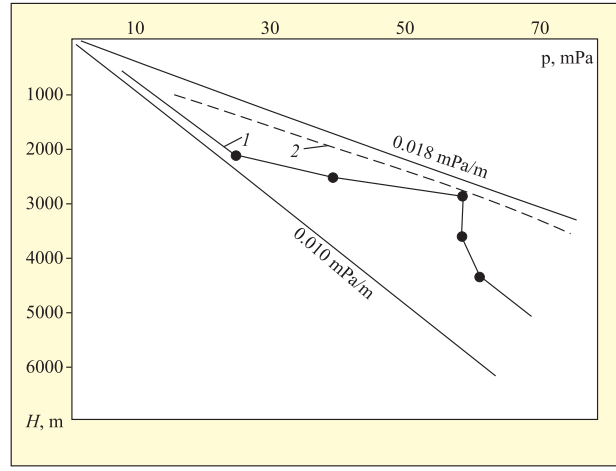
Bu sxemlərin analizindən iki mühüm məsələ diqqəti cəlb edir.

Birinci – burada yerləşən strukturların dərin qatında gillərdə yüksək məsamə təzyiqli qradienti və onun anomaliya əmsalı bir-birini əhəmiyyətli dərəcədə tamamlayır.

İkinci – bu strukturların 1000 m dərinliyinə kimi gillərində AYMT qradienti və anomaliya əmsalı hidrostatik təzyiqlə yaxındır.

Əlverişli geoloji şəraitlərdə və dağ süxurlarının (daş duz, gil) böyük təsiri altında flüid çatlarla miqrasiyası yaranarsa və bunun nəticəsində neft yatağı formalaşarsa, onda bu neft yatağında dağ təzyiqinə yaxın AYMT-nin olma ehtimalı yüksək olacaq. Mədən məlumatlarının ümumiləşdirilməsi və təhlili göstərir ki, hidroçatlı laylarda təzyiqlin maksimal qiyməti 70–80 MPa, təzyiqli qradienti isə 0.017–0.018 MPa/m arasında dəyişir. Beləliklə, konkret yataqlar üçün lay təzyiqi bəzən hidroçatlı laylarda əmələ gələ bilər və çökmə qatın kəsilişlərində onun qiymətləri dəyişir (şəkil 3) [6].

Araşdırmalardan məlum olur ki, qazma prosesində süxurların həcmi deformasiyaya uğraması ilə əlaqədar quyuların divarlarında təzahür edən gərginliyin horizontal (radial və azimutal) təşkil edilənlərinin dərinlik üzrə dəyişmə intensivliyi, süxur massivi quruluşunun qeyri-bircinsliyi, qazma gil məhlulunun sıxlığı AYMT-nin təsiri ilə mürəkkəbləşir. Lakin AYMT zonasına görə seçilmiş qazma gil məhlulunun yaratdığı quyudibi təzyiqli horizontal gərginlikləri tənzimləməklə quyuların divarlarında onların yaratdıqları yan təzyiqli tarazlaşdırır. AYMT-nin təsiri ilə azimutal gərginliyin azalması müşahidə edilir və nəticədə məhsuldar kollektorların keçiricili-



Şəkil 3. Kürəvdağ yatağında lay təzyiqinin dərinlikdən asılı olaraq dəyişməsi: 1 – lay təzyiqi əyrisi; 2 – hidroçatlı lay təzyiqi əyrisi

yi artır, quyuların sahədə keçirici zonaya daxil olmuş gil hissəciklərinin yuyulması ilə əlaqədar süzülmə sahəsi genişlənir və quyuya maye axını baş verir.

#### Nəticə

Beləliklə, tədqiqat sahəsinin süxur massivində AYMT-nin dəyişmə xüsusiyyətləri, eyni zamanda quyuların sahədə təbii gərginlik sahəsinin pozulması ilə əlaqədar baş verən lokal proseslərin inkişafı, qeyri-xətti səciyyəsi, onların qarşılıqlı təsir xüsusiyyətləri, bu prosesləri tənzimləyən parametrlərin say çoxluğu və quyuların divarında yaranmış yeni geotektonik gərginlik sahəsi müxtəlif geoloji şəraitlərdə flüid miqrasiyası və işlənməsinə öz təsirini göstərir. Ona görə də AYMT-nin karbohidrogenlərin əmələ gəlməsində, miqrasiyasında, toplanmasında, yataq şəklində formalaşmasında və işlənməsində rolunun böyük olması onun neft-qaz yataqlarının axtarış-kəşfiyyatında və qiymətləndirilməsində, eyni zamanda orada quyuların qazma işlərinin səmərəli şəkildə yerinə yetirilməsində nəzərə alınmasını zəruri edir.

## Ədəbiyyat siyahısı

1. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. – М.: Недра, 1978, 232 с.
2. Буряковский Л.А., Джеванишвир Р.Д., Алияров Р.Ю. Геофизические методы изучения геофлюидальных давлений. – Баку: Элм, 1986, 148 с.
3. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987 г.
4. Мартынов В.Г., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Рачинский М.З. Геофлюидальные давления и их роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа. Монография. – М.: ИНФРАМ, 2013, 347 с.
5. Аббасов Дж.С. Зависимость аномально высокого пластового давления от удельного электрического сопротивления глубоко-залегающих глинистых пластов // Научно-Технический Вестник, “Каротажник”. – Тверь: Изд. АИС., 2013, № 11, с. 53-58.
6. Abbasov C.S. Aşağı Kür çökəkliyinin kəsilişlərində anomal yüksək lay və məsamə təzyiqlərinin dəyişmə xüsusiyyətləri // Azərbaycan neft təsərrüfatı, 2016, № 10, s. 60-64.

## References

1. Dobrinin V.M., Serebryakov V.A. Metody prognozirovaniya anomal'no visokikh plastovyx davleniy. – M.: Nedra, 1978, 232 s.
2. Buryakovskiy L.A., Djevanshir R.D., Aliyarov R. Yu. Geofizicheskie metody izucheniya geoflyuidal'nykh davleniy. – Baki: Elm, 1986, 148 s.
3. Itenberg S.S. Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. – M.: Nedra, 1987.
4. Martinov V.G. Kerimov V.Y., Shilov G.Y., Rachinskiy M.Z. Geoflyuidalnie davleniya i ikh rol' pri poiskakh i razvedke mestorodzhdeniy nefti i qaz. Monografiya. – M.: INFRAM, 2013, 347 s.
5. Abbasov Dj.S. Zavismost' anomal'no vysokovo plastovogo davleniya ot udelnogo elektricheskogo soprotivleniya gluboko-zalegayushikh glinistykh plastov // Nauchno-Texnicheskij Vestnik, “Karotajnik”. – Tver': Izd. AIS., 2013, № 11, s. 53-58.
6. Abbasov J.S. Ashaghi Kur chokekliyinin kesilishlerinde anomal yuksek lay ve mesame tezyiglerinin deyishme xususiyetleri // Azerbaijan neft teserrufaty, 2016, № 10, s. 60-64.

# Experimental study on magnetic field influence in ferrofluid plugging compositions for wellbore consolidation

**J.M. Eyvazov, T.A. Aslanov**

SOCAR Upstream Management International LLC

**e-mail:** Jabrayil.Eyvazov@socarupstream.az

**Keywords:** ferrofluid-based plugging system, magnetic field intensity, cement stone strength, magnetite-modified slurry, rheological properties

Currently, over 90 % of oil is recovered through water injection into reservoir formations. However, this technique often accelerates uneven oil distribution both vertically and laterally within the reservoir, a challenge especially pronounced in highly heterogeneous formations. In such cases, high-permeability layers become water-saturated more quickly, leading to a temporary increase in oil production, placing additional demands on the reservoir pressure maintenance system, impacting oil collection and processing operations, and causing other operational complications.

Many oil fields in Azerbaijan are now in their late stages of development, characterized by high water content in produced fluids, largely corresponding to hard-to-recover reserves. This situation diminishes the effectiveness of strategies aimed at enhancing oil recovery and controlling water influx. Consequently, improving the efficiency of complex reservoir exploitation by reducing produced water and partially increasing oil recovery has become increasingly important.

Approaches to achieve these goals include lowering water content in well production, balancing the pressure in water-displaced zones, isolating internally flushed sections, and mobilizing unswept, oil-rich areas. These objectives can be addressed through the use of chemical reagents or their derivatives.

**Quyu lüləsinin konsolidasiyası üçün ferroflüid tıxama kompozisiyalarında maqnit sahəsinin təsirinin eksperimental tədqiqi**

C.M. Eyvazov, T.Ə. Aslanov

SOCAR Upstream Management International MMC

**Açar sözlər:** ferroflüidə əsaslanan tıxama sistemi, maqnit sahəsi intensivliyi, sement daşının möhkəmliyi, maqnitit ilə modifikasiya edilmiş məhlul, reoloji xüsusiyyətlər.

Hazırda neftin 90 %-dən çoxu neft laylarına su vurulması yolu ilə çıxarılır. Lakin bu texnika çox vaxt neftin lay daxilində həm şaquli, həm də üfüqi istiqamətdə bərabər paylanmamasını sürətləndirir və bu xüsusilə yüksək heterogen laylarda nəzərə çarpır. Belə hallarda yüksək keçiriciliyə malik təbəqələr daha tez su ilə sıxışdırılmış olur ki, bu da müvəqqəti olaraq neft hasilatını artırır, rezervuar təzyiqinin saxlanması sistemində əlavə yük yaradır, neftin toplanması və emalı proseslərinə təsir edir və digər əməliyyat problemlərinə səbəb olur.

Azərbaycandakı bir çox neft yataqları artıq işlənmənin son mərhələsindədir və çıxarılan mayelərdə yüksək su tərkibi ilə xarakterizə olunur, bu da əsasən çətin çıxarılan ehtiyatlara aiddir. Bu vəziyyət neft hasilatının artırılmasına və su daxilolmasının idarə olunmasına yönəlmiş tədbirlərin effektivliyini azaldır. Nəticə etibarilə, hasil olunan suyu azaltmaq və neft hasilatını qismən artırmaqla kompleks lay istismarının səmərəliliyini artırmaq getdikcə vacib olur.

Bu məqsədlərə nail olmaq üçün quyuların hasilatında su tərkibini azaltmaq, su ilə əvəz olunmuş zonalarda təzyiqli tarazlaşdırmaq, daxildən yuyulmuş sahələri izolyasiya etmək və hasil olunmamış, neftlə zəngin zonaları istifadəyə cəlb etmək kimi yanaşmalar istifadə edilə bilər. Bu vəzifələr kimyəvi reagentlər və ya onların törəmələri vasitəsilə həyata keçirilə bilər.

### Экспериментальное исследование влияния магнитного поля на ферромагнитные тампонажные составы для укрепления ствола скважин

Дж.М. Эйвазов, Т.А. Асланов  
 SOCAR Upstream Management International LLC

**Ключевые слова:** система загущения на основе феррофлюида, интенсивность магнитного поля, прочность цементного камня, модифицированная магнетитом смесь, реологические свойства.

В настоящее время более 90 % нефти добывается путем закачки воды в пласты резервуара. Однако этот метод часто ускоряет неравномерное распределение нефти как по вертикали, так и по горизонтали в резервуаре, что особенно заметно в сильно гетерогенных формациях. В таких случаях высокопроницаемые слои быстрее насыщаются водой, что приводит к временной отдаче нефти, создает дополнительную нагрузку на систему поддержания давления в резервуаре, влияет на сбор и переработку нефти и вызывает другие эксплуатационные осложнения.

Многие нефтяные месторождения в Азербайджане находятся на поздних стадиях разработки и характеризуются высоким содержанием воды в добываемых жидкостях, что в основном относится к трудноизвлекаемым запасам. Эта ситуация снижает эффективность мер по увеличению нефтеотдачи и контролю за поступлением воды. Следовательно, повышение эффективности комплексной разработки резервуаров путем уменьшения объема добываемой воды и частичного увеличения добычи нефти становится все более актуальным.

Для достижения этих целей применяются подходы, такие как снижение содержания воды в добыче скважин, балансировка давления в зонах замещения водой, изоляция внутренне промытых участков и вовлечение в добычу непроработанных, насыщенных нефтью зон. Эти задачи могут быть решены с использованием химических реагентов или их производных.

#### Introduction

**Experimental investigation of the physico-mechanical parameters of a ferrofluid-based plugging system exposed to magnetic fields**

Laboratory studies have shown that enhancing bottomhole zone consolidation with plugging slurries can be achieved by creating a turbulent flow regime. However, generating such

turbulence is not always practical and can lead to increased hydrodynamic pressures. These limitations have prompted the development of novel technologies for bottomhole consolidation, including the use of physical fields [1].

Although the macroscopic electrical conductivity and magnetic responsiveness of fluids used in oil extraction are generally negligible, introducing magnetite particles can impart magnetic

properties to these fluids. This modification allows the rheological behavior of the fluids to be controlled over a wide range, even under weak magnetic fields. In the presence of an external electric field, non-polar components acquire an induced dipole moment aligned with the field, resulting in polarization [2].

The use of magnetic fields to enhance industrial processes is considered a progressive approach. Existing studies indicate that clay particles on the surface of plugging slurries contain iron compounds with magnetic properties. Magnetic fields affect the slurry's rheological behavior through two mechanisms: particle orientation and dipole-dipole interactions [3]. Orientation reduces viscosity and static shear stress, while strong dipole interactions increase them. At low flow rates, orientation dominates, minimizing dipole-dipole interactions; under static conditions, magnetic fields do not significantly alter the properties of water or colloidal systems [4].

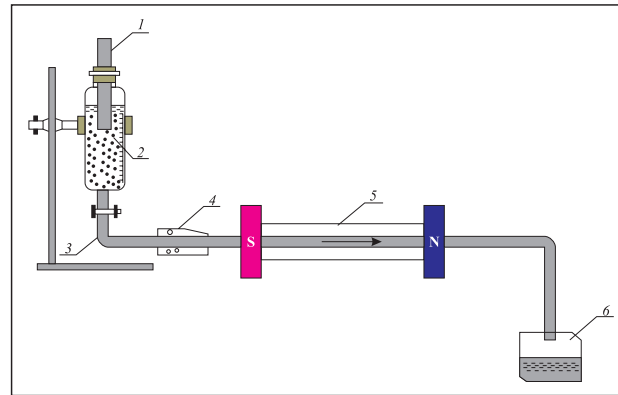
From a fundamental physics and thermodynamics perspective, changes in water's thermodynamic properties under magnetic fields are inconsistent. In practice, reservoir waters with varying salt content are used rather than pure water. Consequently, observed changes in magnetized water-based solutions are largely due to dissolved ionic salts. Cations such as  $Ca^{2+}$  and  $Mg^{2+}$  and anions like  $Cl^-$  have been shown to induce structural changes in water-based systems [5].

Extensive laboratory investigations have demonstrated that magnetic field exposure modifies the properties of plugging slurries. Key technological characteristics—including density, flowability, and setting time—are significantly affected by magnetic treatment. The effectiveness of this influence is highly dependent on the proper selection of magnetic field strength for specific thermobaric and hydrodynamic conditions. This is consistent with the results of studies on the use of magnetic fields in oil production operations [6].

Several studies have specifically examined the impact of magnetic fields on plugging slurries prepared with M-400 grade construction cement, but their results have varied. Laboratory experiments were carried out to investigate the effect of magnetic field intensity on the phys-

io-mechanical properties of both the slurry (e.g., spread ability, setting time) and the resulting cement stone (e.g., compressive and flexural strength). The main objective of these experiments was to improve understanding of how magnetic field intensity influences physio-mechanical behavior.

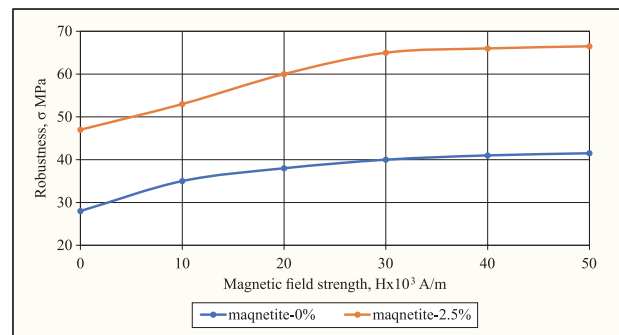
A laboratory setup used to study the effect of magnetic field intensity on the dispersion state of ferrofluid-based plugging compositions is illustrated in Figure 1.



**Figure 1. Laboratory setup for studying the effect of magnetic field intensity on ferrofluid-based plugging composition:** 1 – thermometer; 2 – heated container; 3 – heat-resistant pipes; 4 – pump; 5 – magnetize; 6 – collector

In all experiments, G-I-100 grade cement was used. The magnetic field generated by the electromagnet was regulated within the range of 0–50.000 A/m. When the magnetic field was applied to the slurry, its properties changed significantly. As illustrated in Figure 2, the optimal mechanical strength was achieved at 2.5 % magnetite content, and subsequent experiments were conducted at this optimal concentration.

Experiments were carried out within a temperature range of 20–75 °C. The results revealed



**Figure 2. Effect of magnetic field intensity on cement stone strength**

that the strength characteristics of cement stone varied with the intensity of the magnetic field. Based on the empirical data, the dependency of cement stone strength on magnetic field intensity was established.

The curves can be described by the following equations:

Without magnetite  $\sigma = 0.0002H^3 - 0.02H^2 + 0.834H + 28.1$

With 2.5 % magnetite:  $\sigma = -0.0001H^3 - 0.0002H^2 + 0.7H + 46.8$

Where H is magnetic field strength in A/m.

As seen in the figure, when  $H = 25.000$  A/m, the strength of the cement stone increases significantly (by up to 15–25 %). Further increases in magnetic field intensity yield diminishing returns and are deemed impractical.

Subsequent experiments explored the effect of magnetic field intensity on the slurry's spread ability. These were also conducted at 20 °C, and the results are presented in Table 1.

As shown, spread ability significantly decreases up to a magnetic field strength of 21.000 A/m, beyond which only marginal changes are observed.

The magnetic field promotes the disintegration of slurry components, enhancing coagulation and colloidal properties, which accelerates

physio-mechanical processes. Coagulants begin forming aggregates, thus preparing the structure for setting. The slurry was treated with a variable magnetic field for 3 minutes. The resulting slurry showed variability at 5 % magnetite content. Experimental results are summarized in Table 2.

Under sustained hydrodynamic conditions, cement setting time accelerates with increasing magnetic field strength up to 25.000 A/m, beyond which no further improvements are observed.

The influence of magnetic fields on the water used to prepare plugging slurries was also investigated, using reservoir water from the Binagadi oil field. Cement stone made with magnetized water exhibited a 15 % higher strength compared to cement prepared with untreated water. This indicates that magnetic fields can activate the salts present in the water, thereby enhancing the strength of the resulting cement.

Temperature and pressure are key factors affecting cement stone strength. At 20 °C, the hydration process raises the temperature of the cement during setting. At temperatures above 75 °C, while initial strength increases, both the rate of strength gain and the final strength eventually decrease.

Table 1

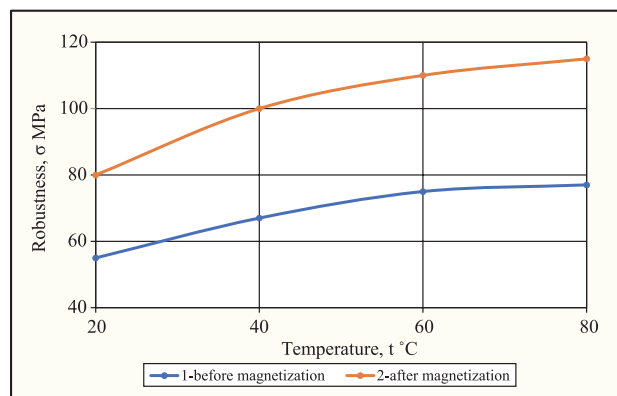
Magnetite Content, %	Spreadability of Plugging Slurry, 10 <sup>2</sup> m					
	Magnetic Field Strength, H, A/m					
	0	5 000	15 000	25 000	35 000	45 000
0	24.5	24	23.5	23	22.5	21.5
0.25	24	23.5	23	22.5	22	20.5
0.5	23	22	21.5	21	20.5	19
2.5	21.5	20.5	20	19.5	19	18.5
5	19	18	17.5	17	16.5	16

Table 2

Magnetic field strength, H, A/m	The cement setting time hour-min.					
	t=20 °C			t=75 °C		
	Start time	End time	The total duration of the setting process	Start	End time	The total duration of the setting process
0	2–20	2–45	25	1–55	2–20	25
5 000	2–10	2–35	25	1–45	2–00	15
15 000	2–00	2–20	20	1–10	1–30	20
25 000	1–45	2–00	15	1–20	1–00	20
35 000	1–35	1–45	10	1–10	0–50	40

Pressure, however, has little effect on the strength of cement stones that contain magnetite particles.

Field tests conducted at 20–75 °C showed a 15–25 % increase in cement stone strength prepared using the proposed formulation. The trends are depicted in Figure 3.



**Figure 3. Temperature dependence of cement stone strength**

As the temperature increases, the initial setting time of the mixture decreases. This may be because, at the early stages of setting, the hydration process slows down, and the formation of the cement stone stops at this stage.

To understand the overall behavior, setting times were studied across different temperatures using thermostatic samples. For mixtures made with magnetized water and 2.5 % magnetite, these events occurred 30–35 % faster than in those made with regular water.

## Conclusion

The experimental study demonstrated that applying magnetic fields has a significant impact on the physio-mechanical properties of ferrofluid-based plugging systems. Optimal results were achieved with a magnetite concentration of 2.5 % and a magnetic field intensity of approximately 25.000 A/m. Under these conditions, cement stone strength increased by 15–25 %, spread ability was reduced in a controlled manner, and setting time was accelerated by 30–35 %. Exceeding this field intensity produced diminishing returns, indicating a threshold effect.

Magnetic treatment improved the coagulation and structural formation of slurry components, promoting faster hydration and stronger cement stone development. Using magnetized reservoir water further enhanced compressive strength by roughly 15 %, underscoring the role of activated salt in strengthening the cement matrix. Temperature had a dual effect: strength increased up to 75 °C, but higher temperatures reduced hydration efficiency. Pressure had minimal impact on magnetite-containing systems.

Overall, the findings confirm that properly optimized magnetic fields can effectively improve the rheological properties, setting behavior, and strength of plugging slurries. This presents a promising approach for enhancing bottomhole consolidation and ensuring long-term well integrity in oilfield operations.

## References

1. Dengwu Jiao, Karel Lesage, Mert Yücel Yardimci, Khadija El Cheikh, Caijun Shi, Geert De Schutter. “Rheological Properties of Cement Paste with Nano-Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> under Magnetic Field: Flow Curve and Nanoparticle Agglomeration”, *Materials*, 2020, pp. 1-12.
2. Zainab F. Nadem, Akeel K. Alwan, Raed E. Jafar, Ali C. Khraibet, Hazim M. Majed, Nather J. Umran, Nihad R. Shindy, Haydar J. Mohammad, Ali S. Abed-Alsada, Jafar S. Murtadha. The effect of using magnetized water on the percentage of cement in the Concrete mixture // *Baghdad Science Journal*, 2014, pp. 605-613.
3. Esfahani Amirshalar R., Reisi Mohammad, Mohr Benjamin. Magnetized water effect on compressive strength and dosage of superplasticizers and water in self-compacting concrete // *Journal of Materials in Civil Engineering*, 2018.
4. Barham W., AL-Maabreh A., Latayfeh O. Effect of using magnetic water on the mechanical properties of concrete exposed to elevated temperature // *International Journal of Building Pathology and Adaptation*, 2023, pp. 1086-1098.
5. Dhuha M. Hussein, Zena K. Abbas. Influence of Magnetized Mixing Water on Different Levels of Concrete Strength using Different Curing Processes. *Engineering, Technology & Applied Science Research*, 2024, p. 157.
6. Gumbatov G.G., Baghirov O.T., Saryev S.K., Shikhiyev M.N. Regulation of Technogenic Processes to Increase Well Production Capacity. – Baku: MAARIF Publishing, 2002, 397 p.

## Xəzər dənizi şəraitində neft və qaz sualtı boru kəmərləri üzrə hidratəmələgəlmə riski

**N.E. Abdullazadə**

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

e-mail: [abdullazadanurlan@gmail.com](mailto:abdullazadanurlan@gmail.com)

**Açar sözlər:** Xəzər dənizi, sualtı boru kəməri, hidratəmələgəlmə, temperatur-təzyiq paylanması, hidrat riskinin modelləşdirilməsi.

Bu məqalə Xəzər dənizinin cənub-qərb sektorunda, Səngəçal-Şahdəniz marşrutu üzrə neft və qaz sualtı boru kəmərlərində hidratəmələgəlmə riskinin qiymətləndirilməsinə həsr olunmuşdur. Aparılmış struktur-mexaniki modelləşdirmə marşrut üzrə boru kəmərinin şaquli sabitlik parametrlərini, optimal basdırılma dərinliyini və torpaq dayanıqlığını müəyyən etmiş, nəticələr göstərmişdir ki, xüsusilə lil-gil çöküntülərinin üstünlük təşkil etdiyi seqmentlərdə borunun mexaniki sabitliyi hidrodinamik və termal dəyişkənliklərə qarşı daha həssasdır. MATLAB-OLGA-GIS inteqrasiya olunmuş modeli əsasında trass boyunca temperatur, təzyiq və qaz tərkibi nəzərə alınaraq hidratəmələgəlmə ehtimalı qiymətləndirilmiş, nəticələr xəritə və qrafiklərlə təqdim edilmişdir.

Analiz göstərir ki, marşrutun başlanğıc seqmenti sabit zona olaraq qiymətləndirilir, orta dərinlik zonasında orta risk mövcuddur, Şahdəniz yatağı istiqamətində isə lil-gil qatlarının üstünlük təşkil etdiyi dərin seqmentlər yüksək risk zonası təşkil edir. Hesablamalardan məlumdur ki, hidratəmələgəlmə riski boru kəmərinin dərinliyi, torpaq növü, temperatur və təzyiq paylanması ilə birbaşa bağlıdır. Hidrat riskinin azaldılması üçün axın temperaturunun 15 °C-dən aşağı düşməməsi, izolyasiya qalınlığının 30–40 mm-dən az olmaması, termodinamik inhibitorların tətbiqi və lokal istilik nəzarət sistemlərinin qurulması tövsiyə olunur. Əlavə olaraq, tədqiqatda mövsümi temperatur dəyişmələrinin və dəniz axınlarının hidratəmələgəlmə ehtimalına təsiri ayrıca təhlil edilmişdir. Araşdırma nəticələri boru kəmərlərinin layihələndirilməsi mərhələsində risk əsaslı yanaşmanın tətbiqinin zəruriliyini vurğulayır. Ümumilikdə, əldə olunan nəticələr Xəzər dənizi şəraitində sualtı boru kəmərlərinin təhlükəsiz və dayanıqlı istismarı üçün praktik tövsiyələr təqdim edir.

**Риск образования гидратов в подводных нефтегазовых трубопроводах в условиях Каспийского моря**

Н.Э. Абдуллазаде

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

**Ключевые слова:** Каспийское море, подводный трубопровод, гидратообразование, распределение температуры и давления, моделирование риска гидратообразования.

Статья посвящена оценке риска образования гидратов в подводных нефтегазовых трубопроводах вдоль маршрута Сангачал-Шахденз в юго-западном секторе Каспийского моря. Структурно-механическое моделирование позволило определить параметры вертикальной устойчивости, оптимальную глубину залегания и устойчивость грунта трубопровода вдоль маршрута. Результаты показали, что механическая

устойчивость трубы более чувствительна к гидродинамическим и термическим колебаниям, особенно на участках, где преобладают ило-глинистые отложения. На основе интегрированной модели MATLAB-OLGA-GIS была оценена вероятность образования гидратов вдоль маршрута с учетом температуры, давления и состава газа, а результаты представлены в виде карт и графиков.

Анализ показывает, что начальный участок маршрута оценивается как устойчивая зона, в зоне средней глубины риск средний, а в направлении месторождения Шахдениз глубокие участки, где преобладают ило-глинистые слои, представляют собой зону высокого риска. Расчеты показывают, что риск образования гидратов напрямую связан с глубиной прокладки трубопровода, типом грунта, температурой и распределением давления. Для снижения риска образования гидратов рекомендуется не опускать температуру потока ниже 15 °С, толщину изоляции не менее 30–40 мм, применять термодинамические ингибиторы и устанавливать локальные системы терморегулирования. Кроме того, в исследовании отдельно проанализировано влияние сезонных изменений температуры и морских течений на вероятность образования гидратов. Результаты исследования подчеркивают необходимость применения риск-ориентированного подхода на этапе проектирования трубопровода. В целом, результаты предоставляют практические рекомендации для безопасной и устойчивой эксплуатации подводных трубопроводов в Каспийском море.

### Risk of hydrate formation on oil and gas submarine pipelines in the Caspian Sea conditions

N.E. Abdullazade  
Azerbaijan State Oil and Industry University

**Keywords:** Caspian Sea, subsea pipeline, hydrate formation, temperature-pressure distribution, hydrate risk modeling.

This article is devoted to the assessment of the risk of hydrate formation in oil and gas submarine pipelines along the Sangachal-Shahdeniz route in the southwestern sector of the Caspian Sea. The structural-mechanical modeling determined the vertical stability parameters, optimal burial depth and soil stability of the pipeline along the route, and the results showed that the mechanical stability of the pipe is more sensitive to hydrodynamic and thermal fluctuations, especially in segments dominated by silt-clay sediments. Based on the MATLAB-OLGA-GIS integrated model, the probability of hydrate formation was assessed along the route, considering temperature, pressure and gas composition, and the results were presented with maps and graphs.

The analysis shows that the initial segment of the route is assessed as a stable zone, there is a medium risk in the medium-depth zone, and in the direction of the Shahdeniz field, deep segments dominated by silt-clay layers constitute a high-risk zone. Calculations show that the risk of hydrate formation is directly related to the depth of the pipeline, soil type, temperature and pressure distribution. To reduce the risk of hydrates, it is recommended that the flow temperature not fall below 15 °С, the insulation thickness not less than 30–40 mm, the application of thermodynamic inhibitors and the installation of local thermal control systems. In addition, the study separately analyzed the impact of seasonal temperature changes and sea currents on the probability of hydrate formation. The study results emphasize the need to apply a risk-based approach at the pipeline design stage. Overall, the results provide practical recommendations for the safe and sustainable operation of subsea pipelines in the Caspian Sea.

Müasir neft və qaz sənayesində sualtı boru kəmərlərinin təhlükəsiz və effektiv istismarı mühüm elmi və praktiki məsələdir. Xüsusilə dərin və orta dərinlikdə yerləşən boru kəmərlərində hidratəmələgəlmə riski, həm istehsal proseslərinin dayanıqlığına, həm də əməliyyat təhlükəsizliyinə birbaşa təsir edən kritik amil hesab olunur. Hidratlar – yüksək təzyiq və aşağı temperatur şəraitində qaz və suyun kristallaşması nəticəsində yaranan bərk strukturlar – boru daxilində axını məhdudlaşdıraraq təzyiq fərqlərinin artmasına və nəticədə blokaj və qəza riskinin yüksəlməsinə gətirib çıxarır. Bu səbəbdən, boru kəmərlərinin marşrut üzrə temperatur, təzyiq və torpaq şəraitinə uyğun olaraq hidratəmələgəlmə ehtimalının qiymətləndirilməsi və risk zonalarının müəyyənləşdirilməsi mühüm elmi və texnoloji vəzifə kimi önə çıxır.

Xəzər dənizinin cənub-qərb sektorunda yerləşən Səngəçal–Şahdəniz marşrutu xüsusilə mürəkkəb geotexniki və hidrostatik şəraitlə xarakterizə olunur. Marşrut boyunca lil–gil çöküntüləri, dərinlik dəyişkənliyi və hidrostatik təzyiqin yüksəkliyi boru kəmərlərində sabitlik və istilik balansını məsələlərini aktuallaşdırır. Bu şəraitdə MATLAB–OLGA–GIS inteqrasiya olunmuş modelləşdirmə yanaşması vasitəsilə trass üzrə istilik və təzyiq paylanması, qaz tərkibinin və torpaq xüsusiyyətlərinin qiymətləndirilməsi, hidratəmələgəlmə ehtimalının dəqiq müəyyən olunması mümkündür.

**Məqalənin məqsədi** Səngəçal–Şahdəniz marşrutu üzrə boru kəmərlərində hidrat əmələgəlmə riskini qiymətləndirmək, risk zonalarını xəritəyə almaq və boru kəmərinin sabitliyinin təmin olunması üçün mühəndislik tövsiyələri verməkdir. Tədqiqatın nəticələri yalnız Xəzər dənizinə xas hidrogeoloji və termobarik şərait üçün deyil, həm də digər dəniz sahələrində sualtı boru kəmərlərinin idarə edilməsi və təhlükəsizliyinin təmin olunması üçün praktik əhəmiyyət kəsb edir.

### **Ədəbiyyat icmalı**

Sualtı neft və qaz boru kəmərlərində metan hidratlarının əmələ gəlməsi, xüsusilə dərin su mühitlərində, əməliyyat təhlükəsizliyi və iqtisadi səmərəlik baxımından ciddi problemlər yaradır. Hidratlar yüksək təzyiq və aşağı temperatur şəraitində qaz molekullarının su ilə birləşərək

kristal strukturlar əmələ gətirməsi nəticəsində formalaşır. Bu kristal strukturlar boru kəmərinə axının pozulmasına və kəmərin tıxanmasına səbəb olur, nəticədə isə sistemin fəaliyyəti dayandırılıla bilər. Hidratların əmələ gəlməsi təkcə əməliyyatların pozulmasına yol açmır, həm də təmir və bərpa xərclərinin artmasına, enerji itkisi və əməliyyat gecikmələrinə səbəb olur [1]. Bu, xüsusilə dərin su boru kəmərlərində problemli olur, çünki bu mühitdə əməliyyatlar həm texniki, həm də logistika baxımından daha mürəkkəbdir və əlavə resurs tələb edir. Hidratların əmələgəlmə ehtimalı nəzarətsiz buraxıldıqda, boru kəmərinin uzunmüddətli dayanıqlığı və sistemin etibarlılığına ciddi təsir göstərə bilər. Bu səbəbdən sualtı boru kəmərlərində hidratəmələgəlmə riski uzun müddətdir ki, həm elmi tədqiqatların, həm də sənaye praktikalarının diqqət mərkəzində dayanır və onun idarə olunması üçün müxtəlif texnoloji və analitik yanaşmalar inkişaf etdirilmişdir [2].

Hidratəmələgəlmənin qarşısının alınması üçün termodinamik modellər və eksperimental tədqiqatlar geniş şəkildə tətbiq olunur. Boru kəmərinə hidratların sabitlik sərhədlərinin müəyyənləşdirilməsi və istilik-təzyiq profillərinin proqnozlaşdırılması mühüm əhəmiyyət kəsb edir. Bu modellər boru kəmərinin müxtəlif hissələrində temperatur və təzyiq dəyişikliklərini təhlil etməyə, həmçinin hidratların hansı şəraitdə əmələ gələcəyini qabaqcadan müəyyənləşdirməyə imkan verir. Eyni zamanda çoxfazlı axın sistemlərində hidratəmələgəlmə mexanizmi də kompleks olaraq araşdırılmışdır. Bu araşdırmalar nəticəsində termodinamik inhibitor və digər kimyəvi əlavələr kimi qabaqlayıcı tədbirlər tətbiq edilmiş, boru kəməri əməliyyatlarının təhlükəsizliyini artırmaqla yanaşı, sistemin davamlı işləməsinə təmin etmək üçün səmərəli vasitələr təqdim olunmuşdur. Bu yanaşmalar, həmçinin əməliyyat xərclərinin azaldılmasına və boru kəmərinin ömrünün uzadılmasına imkan verir [3]. Termodinamik modelləşdirmə və real sahə məlumatlarının birləşdirilməsi, hidratəmələgəlmə riskinin dəqiq qiymətləndirilməsini təmin edərək, əməliyyat qərarlarının optimallaşdırılmasına şərait yaradır və qarşısı alınmayan tıxanmaların yaratdığı potensial iqtisadi zərərləri minimuma endirir [4, 5].

Boru kəmərinin struktur və geotexniki dayanıqlığı da hidratəmələgəlmə riskinin qiymətlən-

dirilməsində həlledici rol oynayır. Sualtı boru kəmərinin yerləşdiyi mühitin hidrogeoloji və geotexniki xüsusiyyətləri, torpaq və dərinlik şərtləri boru kəmərinin stabilliyi və risk səviyyəsi ilə birbaşa bağlıdır. Dərin su mühitində torpaq-axın qarşılıqlı təsiri, boru kəmərinin deformasiya və əyilmə meyillərini artıraraq, hidratların formalaşmasını sürətləndirə bilər [6, 7]. Bundan əlavə, sualtı torpaq quruluşunun qeyri-bərabərliyi və torpaq hərəkətləri, boru kəmərinə stress bölgələrinin yaranmasına səbəb olur ki, bu da strukturun zəifləməsi və hidratəmələgəlmə riskinin yüksəlməsi ilə nəticələnir. Buna görə də boru kəmərinin layihələndirilməsi və istismarı zamanı həm geotexniki, həm də termodinamik parametrlərin kompleks təhlili zəruridir. Struktural analiz və dayanıqlıq qiymətləndirmələri, kəmərin uzunmüddətli təhlükəsiz işləməsini təmin edən vacib addımlardan hesab olunur. Eyni zamanda, boru kəmərinin monitorinqi və real vaxt məlumatların təhlili, geotexniki və hidrodinamik dəyişikliklərə tez cavab verilməsinə imkan yaradaraq, potensial risklərin qabaqalayıcı şəkildə idarə olunmasını mümkün edir [8].

Müasir yanaşmalarda risk əsaslı qiymətləndirmə və qabaqalayıcı təhlillər, sualtı boru kəmərinə hidratəmələgəlmə riskinin idarə olunmasında əsas prinsiplərdən biri kimi qəbul edilir. Bu yanaşma, yalnız hadisə baş verdikdən sonra reaktiv tədbirlər görməklə kifayətlənmir, eyni zamanda əməliyyat planlarının optimallaşdırılması və potensial risklərin öncədən müəyyənəndirilməsi imkanlarını təqdim edir. Geoməlumat sistemləri (GIS) və hesablama maye dinamikası (CFD) texnologiyalarının birləşdirilməsi, boru kəmərinin müxtəlif hissələrində risklərin səviyyəsini vizual olaraq göstərməklə yanaşı, hidrodinamik şəraitin və torpaq-axın qarşılıqlı təsirinə də təhlilinə imkan yaradır [9]. Bu yanaşma vasitəsilə, mühəndislər və əməliyyat menecerləri boru kəmərinin kritik bölgələrini müəyyən edə, potensial hidratəmələgəlmə zonalarını qabaqcadan xəritələndirə və əməliyyat strategiyalarını ona uyğun tənzimləyə bilərlər. Dinamik şəraitdə, yəni təzyiq və temperatur dəyişkənliyinin olduğu mühitdə risk modellərinin tətbiqi, hidratəmələgəlmə ehtimalının daha real və dəqiq proqnozlaşdırılmasına şərait yaradır. Bu, həmçinin boru kəmərinin istismar müddətinin uzadılmasına, təmir və bərpa xərclərinin azaldılmasına və əməliyyatların dayanıqlığının

artırılmasına xidmət edir. Bundan əlavə, GIS və CFD modelləri ekoloji təsirlərin qiymətləndirilməsində də əhəmiyyətli rol oynayır, çünki riskli zonaların əvvəlcədən müəyyən edilməsi və qabaqalayıcı tədbirlərin görülməsi dəniz mühitinin qorunmasına kömək edir.

Ümumilikdə, sualtı boru kəmərlərində hidratəmələgəlmə riskinin idarə olunması çoxsahəli və kompleks yanaşma tələb edir. Bu yanaşma termodinamik modelləşdirmə, axın təminatı strategiyaları, struktur və geotexniki analizlər, eləcə də risk əsaslı GIS və CFD texnologiyalarının birləşdirilməsini nəzərdə tutur. Hər bir komponent bir-birini tamamlayaraq, boru kəmərinin təhlükəsiz və səmərəli işləməsini təmin edir [10, 11]. Xüsusilə Xəzər dənizi kimi hidrogeoloji və geotexniki şəraiti mürəkkəb olan dərin su marşrutlarında bu yanaşmaların tətbiqi, əməliyyat risklərinin minimuma endirilməsinə, struktur dayanıqlığının qorunmasına və boru kəmərlərinin uzunmüddətli etibarlılığının təmin olunmasına xidmət edir. Bundan əlavə, qabaqalayıcı risk qiymətləndirmə sistemləri boru kəməri əməliyyatlarının davamlılığını artırır, planlaşdırılmış istismar intervallarını optimallaşdırır və fəvqəladə hallara hazırlığı təmin edir. Beləliklə, əməliyyatların həm texniki, həm iqtisadi, həm də ekoloji səmərəliliyi yüksəlir, sənaye standartlarına uyğun qabaqalayıcı idarəetmə modeli formalaşır.

### Metodologiya və təhlil

Səngəçal-Şahdəniz marşrutu üzrə boru kəmərinin şaquli sabitliyi, torpaq dayanıqlığı və optimal basdırılma dərinliyi struktur-mexaniki təhlillər nəticəsində müəyyən edilmişdir. Analizlər göstərdi ki, marşrutun real dərinlik diapazonu 18–40 m təşkil edir və xüsusilə lil-gil çöküntülərinin üstünlük təşkil etdiyi seqmentlərdə borunun mexaniki sabitliyi hidrodinamik və termal dəyişkənliklərə qarşı daha həssasdır. Bu dəyişkənliklər arasında hidratəmələgəlməsi ən kritik təhlükə hesab olunur, çünki hidrat kristalları axının hərəkətini məhdudlaşdırır, daxili təzyiq fərqlərini artırır və nəticədə boru xəttində blokaj və qəza riskini yüksəldir. Dissertant tərəfindən MATLAB-OLGA-GIS inteqrasiya olunmuş modeli əsasında trass boyunca temperatur, təzyiq və qaz tərkibi nəzərə alınmaqla hidratəmələgəlmə ehtimalı qiymətləndirilmiş və risk zonaları xəritəyə alınmışdır. İstismar za-

manı boru daxilində temperaturun və təzyiğin uzunluq üzrə paylanması MATLAB mühitində aşağıdakı diferensial tənliklər əsasında modelləşdirilmişdir:

$$\frac{dT}{dx} = -\frac{U(T - T_{env})}{mc_p}, \quad \frac{dp}{dx} = -f \frac{\rho U^2}{2D},$$

burada  $U$  – axın sürəti;  $T_{env}$  – dəniz dibinin temperaturu (4–7 °C);  $f$  – Darsi sürtünmə əmsalı;  $m$  – kütlə axını;  $c_p$  – qaz qarışığının istilik tutumudur.

Bu bölmədə aparılan istilik və təzyiqlə paylanma modelləşdirməsi Səngəçal–Şahdəniz marşrutu üzrə yerinə yetirilmiş əvvəlki geotexniki və hidrostatik modellərin davamı kimi həyata keçirilmişdir. Təhlilin məqsədi trass boyunca hidratəmələgəlmə ehtimalını qiymətləndirmək və temperatur–təzyiqlə ( $T-p$ ) parametrləri əsasında hidrat sabitlik zonalarının müəyyən edilməsidir. Modelin qurulması zamanı Xəzər dənizinin cənub-qərb sektorunda, xüsusilə Şahdəniz yatağından Səngəçal terminalına qədər olan real istismar şəraitinə uyğun hidrostatik və termobarik göstəricilər əsas götürülmüşdür. Əldə olunan məlumatlar SOCAR, BP və ETSN Hidrometeorologiya Xidmətinin illik texniki hesabatları, həmçinin müəllif tərəfindən aparılmış MATLAB–GIS inteqrasiya modelləri ilə uyğunlaşdırılmışdır.

Aparılan modelləşdirmədə başlanğıc nöqtə kimi Şahdəniz yatağı, son nöqtə kimi isə Səngəçal terminalı qəbul edilmişdir. Bu yanaşma qaz axınının dəniz yatağından terminala doğru hərəkəti ilə tam uzlaşır və real istehsalat prosesinin xüsusiyyətlərini əks etdirir. Termobarik şəraitə əsasən Səngəçal–Şahdəniz marşrutu üzrə temperatur və təzyiqlə paylanması mövcud hidrogeoloji məlumatlar əsasında marşrut boyunca temperatur və təzyiqlə sahəsinin paylanması aşağıdakı kimi müəyyən edilmişdir.

### Səngəçal sahəsi (başlanğıc zona, 18–22 m)

Bu hissə dayaz sularla xarakterizə olunur və torpaq laylarının sıxlığı nisbi olaraq yüksəkdir: temperatur: 17–20 °C, təzyiqlə: 95–105 bar.

Sabitlik əmsalı  $S = 1.8–1.85$ .

### Orta dərinlik zonası (25–32 m)

Bu zonada lil qatlarının payı artdığı üçün torpaq müqaviməti azalır və sabitlik göstəriciləri orta səviyyəyə düşür: temperatur: 8–12 °C, təz-

yiqlə: 103–107 bar, sabitlik əmsalı  $S = 1.40–1.55$ .

### Şahdəniz zonası (50–500 m dərinlik diapazonu)

Lil–gil çöküntülərinin üstünlük təşkil etməsi və dərinliyin sürətlə artması hidrostatik təzyiqlə yüksəldir və hidratəmələgəlmə riskini artırır: temperatur: 4–10 °C (50–500 m dərinlik üçün real sualtı qiymətlər), təzyiqlə: 120–180 bar (dərinlik artdıqca yüksələn diapazon), sabitlik əmsalı:  $S = 1.10–1.25$ .

Bu göstəricilər Şahdənidə dərin, lil–gil çöküntülü və yüksək hidrostatik riskli zona olduğunu sübut edir. Aparılmış analiz göstərir ki, Səngəçal sahəsi yüksək torpaq sıxlığı və daha dayaz dərinlik səbəbindən marşrut üzrə ən sabit seqment hesab olunur. Marşrutun orta hissəsində sabitlik orta səviyyəyə düşür, Şahdəniz istiqamətində isə dərinliyin artması və lil–gil qatlarının üstünlük təşkil etməsi səbəbindən sabitlik minimum həddə enir. Buna görə xəttin son seqmentlərində beton örtüklü balastlama və ankerləmə tədbirlərinin gücləndirilməsi tələb olunur. Boru kəmərinə qaz axınının tərkibində su buxarı, metan və etan fraksiyalarının olması hidrat kristallarının əmələ gəlməsi üçün əlverişli şərait yaradır və bu proses dərinlik, temperatur və təzyiqlə paylanması ilə birbaşa əlaqəlidir. MATLAB mühitində qurulan  $T-p$  paylanma xətti və Clausius–Clapeyron tənliyi əsasında hidratəmələgəlmə sərhədi aşağıdakı kimi müəyyən edilmişdir:

$$\ln p_h = A - \frac{B}{T_h}$$

burada  $p_h$  – hidratəmələgəlmə təzyiqlə, bar,  $T_h$  – hidratəmələgəlmə temperaturu, K,  $A$  və  $B$  – empirik sabitlərdir (metan üçün  $A = 24.54$ ;  $B = 2040$ ).

Hesablamalara əsasən, Səngəçal–Şahdəniz marşrutu üzrə hidratəmələgəlmə sərhədi ( $T-p$  xətti) 35 °C temperaturda təxminən 110 bar, 15 °C temperaturda isə 95 bar səviyyəsində kəsisir. Bu nəticə marşrutun dərin seqmentlərində hidratəmələgəlməsi üçün kritik şəraitin mövcud olduğunu göstərir.

### Nəticə və tövsiyələr

Şahdəniz yatağından çıxan qaz axınının ilkin mərhələdə yüksək temperatur və təzyiqlə şəraitində ( $T_0 \approx 75$  °C,  $p_0 \approx 145$  bar) olması və marşrut

boyunca Səngəçal terminalına doğru hərəkət etdikcə temperaturun 9–12 °C, təzyiqin isə 95–100 bar səviyyəsinə qədər azalması hidratəmələgəlməsi üçün real risk şəraiti yaradır. Temperatur və təzyiqin bu şəkildə dəyişməsi xüsusilə marşrutun dərin və lil–gil çöküntülərinin üstünlük təşkil etdiyi seqmentlərində hidrat sabitlik zonasına daxilolma ehtimalını artırır.

Qeyd etmək lazımdır ki, lil və gilli torpaq qatları istilik keçiriciliyinin aşağı olması səbəbindən istilik itkisini artırır. Boru kəmərlərinin torpağa basdırılma dərinliyi  $\approx 0.7\text{--}0.8$  m-dən sonra istilik rejimi baxımından stabil hesab olunur və əlavə dərinlik artımı istilik itkisinə əhəmiyyətli təsir göstərmir. Buna görə istilik itkisi borunun basdırıldığı torpaq növündən daha çox axın parametrləri və izolyasiya xüsusiyyətləri ilə müəyyən olunur.

Hidratəmələgəlmə riskinin azaldılması məqsədilə aşağıdakı texniki tədbirlərin həyata keçirilməsi tövsiyə olunur: qaz axınının temperaturunun 15 °C-dən aşağı düşməməsinin təmin edilməsi; kəmərlə boyunca istilik izolyasiya qatının 30–40 mm diapazonunda saxlanılması; termodinamik inhibitorların (metanol və ya MEG) Şahdəniz yatağı və platforma çıxış nöqtələrində, eləcə də riskli seqmentlərdə davamlı və ya mərhələli rejimdə tətbiq edilməsi.

Şahdəniz istiqamətində yerləşən dərin və yüksək riskli zonalarda lokal istilik nəzarət sistemlərinin (pipeline heating loop) tətbiqinin məqsəduyğun hesab edilməsi. Metanol və monoetilenqlikol (MEG) kimi termodinamik inhibitorlar boru kəmərinə istismar zamanı əsasən giriş nöqtələrindən və ya sahə üzrə xüsusi inyeksiya nöqtələrindən dozalanmış şəkildə verilir. Bu maddələr qaz–su sistemində hidratların sabitlik sahəsini aşağı temperaturlara sürüşdürərək kristallaşmanın qarşısını alır və xüsusilə Şahdəniz seqmentində lokal hidrat riskinin azaldılmasında effektiv hesab olunur. Nəticələr göstərir ki, hidratəmələgəlmə ehtimalı əsasən 30–40 m dərinlik diapazonunda, xüsusilə Şahdəniz strukturunun lil qatlarında daha yüksəkdir.

Aparılmış modelləşdirmə nəticəsində müəyyən edilmişdir ki, Səngəçal–Şahdəniz marşrutu üzrə istilik və təzyiq parametrləri hidrat sabitlik zonalarının yaranma mexanizmini izah etməyə imkan verir. Temperaturun azalması və təzyiqin yüksəlməsi şəraitində hidratəmələgəlmə ehti-

malı qazın tərkibi və torpaq şəraitindən asılı olaraq dəyişir.

Beləliklə, bu bölmədə aparılmış təhlil hidrat yaranmasının qarşısının alınması strategiyasını müəyyənləşdirmək üçün əsas mərhələ hesab olunur və növbəti bölmədə işlənəcək hidrat riskinin idarəedilməsi və istilik balansını modelləri üçün ilkin parametrlər kimi tətbiq ediləcəkdir.

Əlavə olaraq, 3.4-cü bölmədə müəyyən olunmuş optimal basdırılma dərinliyi (0.55–0.65 m) tətbiq olunduqda, istilik itkisi 8–10 % azalır və boru daxilində orta temperatur 2 °C yüksək qalır. Bu fakt göstərir ki, şaquli sabitlik və hidrat riski arasında birbaşa əlaqə mövcuddur.

$$T_h = a + b \ln(p) + c(\ln p)^2,$$

burada  $a = -35.7$ ,  $b = 17.3$ ,  $c = -1.92$

OLGA simulyasiyası nəticəsində 150 bar təzyiqdə kritik hidrat temperaturu  $T_h = 21$  °C, 100 bar təzyiqdə isə  $T_h = 14$  °C olaraq müəyyən edilmişdir. Bu, o deməkdir ki, trass boyunca  $T_h(p)$  xətti ilə real axın temperaturu  $T(x)$  qrafikləri kəsişdiyi nöqtələrdə hidratəmələgəlməsi mümkündür.

Model nəticələrinə əsasən: Səngəçal–Şahdəniz marşrutunun başlanğıc seqmentində (0–35 km) hidrat riski müşahidə olunmur – axın temperaturu kritik hidratəmələgəlmə temperaturundan təxminən 15–20 °C yüksək qalır.

– Şahdəniz istiqamətində marşrutun orta və son seqmentlərində ( $\approx 55\text{--}90$  km intervalında) dərinliyin 100–150 m-ə qədər artması nəticəsində temperaturun azalması və təzyiqin yüksəlməsi hidratəmələgəlmə riskini orta səviyyəyə qədər artırır.

– Şahdəniz seqmenti yatağın yerləşmə xüsusiyyətlərinə uyğun olaraq dənizdə 50–500 m dərinlik diapazonunda yerləşir. Bu intervalda temperatur və təzyiqin dəyişməsi hidratəmələgəlmə riski üçün əsas amildir. Rəsmi mənbələrdə marşrutun kilometr üzrə dəqiq seqmentləri açıqlanmadığından, modelləşdirmədə Səngəçal–Şahdəniz xətti üçün qəbul olunmuş ümumi geoloji və hidrostatik parametrlərdən istifadə edilmişdir.

OLGA nəticələri “Excel–CSV” formatında MATLAB-dan ixrac olunaraq ArcGIS Pro 3.2 mühitində “Spatial Analyst” modulu ilə emal edilmişdir. Hər nöqtə üzrə temperatur və təzyiq

dəyərləri interpolasiya olunmuş və hidrat risk göstəricisi aşağıdakı kimi hesablanmışdır:

$$HR_s = \frac{T_h(p) - T(x)}{T_h(p)}$$

OLGA–MATLAB–GIS inteqrasiyası əsasında qurulan modeldə marşrut boyu nöqtəvi T–p interpolasiyası ilə hidrat risk göstəricisi (HR<sub>s</sub>) hesablanmış, nəticələr xəritə və qrafik formasında təqdim edilmişdir. Risk xəritəsi üç sinfə bölünüb və trass üzrə paylanma müvafiq olaraq 48 % (sabit), 32 % (orta risk) və 20 % (yüksək risk) kimi müəyyənləşdirilib. Yüksək riskli zonalar əsasən Şahdəniz yatağına yaxın dərin seqmentlərdə, 35–50 m aralığında yerləşən lil–gil çöküntülərində müşahidə olunmuşdur. Aparılmış istilik–təzyiq modelləşdirməsi və xəritə analizləri əsasında Səngəçal–Şahdəniz marşrutu üzrə hidratəmələgəlmə ehtimalı dərəcələrinə görə üç əsas risk sinfi müəyyən edilmişdir.

Bu təsnifat həm termohidrodinamik şərait, həm də torpaq qatlarının fiziki və istilik xüsusiyyətləri nəzərə alınmaqla aparılmışdır. Modelləşdirmə nəticələri OLGA, MATLAB və ArcGIS Pro proqram mühitlərinin inteqrasiyası əsasında formalaşdırılmış və Xəzər dənizinin cənub-qərb sektorundakı real mühəndis-geoloji şəraitə uyğunlaşdırılmışdır.

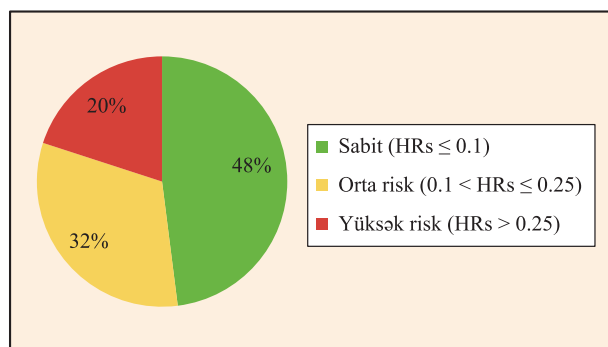
Cədvəldə hidrat risk siniflərinin magistral üzrə paylanması ümumiləşdirilmiş şəkildə verilmişdir.

Risk sinfi (HR <sub>s</sub> )	Şərh	Magistral üzrə paylanma, %
HR <sub>s</sub> ≤ 0.1	Sabit zona (hidrat yaranmır)	48
0.1 < HR <sub>s</sub> ≤ 0.25	Orta risk (monitorinq tələb olunur)	32
HR <sub>s</sub> > 0.25	Yüksək risk (hidratəmələgəlmə ehtimalı)	20

**Mənbə:** OLGA → MATLAB → ArcGIS Pro inteqrasiya simulyasiyası.

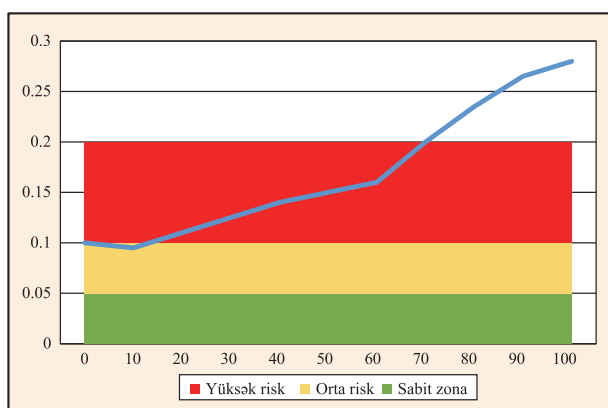
Cədvəldən görüldüyü kimi, marşrutun təxminən 48 %-i sabit zona kimi qiymətləndirilir və bu hissələrdə hidratəmələgəlmə ehtimalı minimaldır. Lakin orta və yüksək riskli zonaların ümumi payı 52 % təşkil etdiyindən, bu seqmentlərdə daimi temperatur və təzyiq monitorinqinin

aparılməsi, eləcə də MEG inhibitor rejiminin tətbiqi vacib sayılır. Yüksək riskli sahələr əsasən Şahdəniz yatağına yaxın dərin seqmentlərdə, 35–50 m dərinlik diapazonunda lil–gilli süxurlar üzərində formalaşmışdır (şəkil 1).



Şəkil 1. Hidrat riski siniflərinin paylanması

Şəkil 1 hidrat risk siniflərinin Səngəçal–Şahdəniz marşrutu üzrə paylanmasını əks etdirir. Buradan aydın olur ki, marşrutun başlanğıc seqmentində (0–30 km) HR<sub>s</sub> göstəricisi təxminən 0.08 səviyyəsindədir və bu hissə sabit zona kimi qiymətləndirilir. Şahdənizə doğru orta dərinlik zonasında (30–65 km) HR<sub>s</sub> göstəricisi 0.10–0.22 intervalında dəyişərək orta risk səviyyəsini formalaşdırır. Şahdəniz yatağı istiqamətində marşrutun son seqmentində (70–90 km intervalında) dərinliyin artması və temperaturun 10–12 °C-yə qədər enməsi nəticəsində HR<sub>s</sub> göstəricisi 0.25-dən yuxarı qalxır və bu hissə yüksək risk zonası kimi qiymətləndirilir. Bu artım dərinliyin yüksəlməsi, torpağın lil–gil tərkibli olması və istilik–təzyiq balansının dəyişməsi ilə əlaqədardır. Nəticələr göstərir ki, HR<sub>s</sub> göstəricisinin artan tendensiyası hidratəmələgəlmə ehtimalının dərinlik, torpaq növü və termobarik şəraitlə bilavasitə bağlı olduğunu təsdiqləyir (şəkil 2).



Şəkil 2. HR<sub>s</sub> göstəricisinin marşrut üzrə dəyişməsi

Şəkil 2-də marşrut boyunca  $HR_s$  göstəricisinin dəyişməsi təqdim olunmuşdur. Şəkildə üç əsas risk intervalı ayrılmışdır: 0.20-dən aşağı olan sahə “Sabit zona”, 0.20–0.25 aralığı “Orta risk” zonası və 0.25-dən yuxarı olan hissə “Yüksək risk” kimi təsniflənmişdir. Bu zonalar şəkildə müvafiq olaraq yaşıl, sarı və çəhrayı rənglərlə göstərilmişdir.  $HR_s = 0.20$  səviyyəsini göstərən üfüqi yaşıl kəsikli xətt “0.08 anilə  $HR_s$ ” qeydi ilə birlikdə verilmişdir ki, bu da aparılmış hesablamalarda istifadə olunan düzəliş parametrlərini göstərir.  $HR_s = 0.25$  həddi isə şəkildə qırmızı xətt kimi işarələnmiş və “0.25<0.25” qeydi ilə risk sərhədini ifadə etmişdir.

Şəkildən görüldüyü kimi, marşrutun başlanğıcında  $HR_s$  göstəricisi təxminən 0.10–0.15 intervalında dəyişərək sabit zonaya uyğun gəlir. Bu hissə Səngəçal sahəsinə uyğun olub torpaq qatının daha permeabil olması və hidrostatik təzyiğin aşağı olması ilə xarakterizə olunur. Marşrutun 40–70 km hissəsinə yaxınlaşdıqca  $HR_s$  göstəricisi 0.20 həddini keçərək orta risk zonasında yerləşir. Bu sahədə lil–gil tərkibli torpaq qatlarının artması, temperatur-paylanmanın dəyişməsi və təzyiğin yüksəlməsi hidratəmələgəlmə ehtimalını artırır. Marşrutun 80–100 km seqmentində isə  $HR_s$  göstəricisi 0.25 həddinə yaxınlaşaraq yüksək risk sahəsinə daxil olur. Bu yüksəliş Şahdəniz yatağı istiqamətində hidrostatik təzyiğin artması, torpağın daha sıx və su tutumlu olması, həmçinin dərinlik komponentinin böyüməsi ilə əlaqədardır.

Bu nəticələr göstərir ki,  $HR_s$  göstəricisinin marşrut boyunca dinamik artımı torpaq növü, dərinlik və termobarik şəraitlə birbaşa bağlıdır

və şəkildə verilmiş 0.20 və 0.25 sərhəd xətləri hidratəmələgəlmə riskinin zonalar üzrə dəyişməsini aydın şəkildə təsvir edir.

### Nəticə

Aparılmış tədqiqat Səngəçal–Şahdəniz marşrutu üzrə neft və qaz sualtı boru kəmərlərində hidratəmələgəlmə riskinin sistemli qiymətləndirilməsini təmin etmişdir. MATLAB–OLGA–GIS inteqrasiya olunmuş modelləşdirmə yanaşması trass boyunca temperatur, təzyiq, qaz tərkibi və torpaq xüsusiyyətlərini nəzərə alaraq hidratəmələgəlmə ehtimalını dəqiq müəyyən etmiş, risk zonalarını xəritə və şəkillərlə göstərmişdir. Nəticələr sübut edir ki, marşrutun başlanğıc seqmenti sabit zona olaraq qiymətləndirilir, orta dərinlik zonasında orta risk mövcuddur, Şahdəniz yatağı istiqamətində isə lil–gil qatlarının üstünlük təşkil etdiyi dərin seqmentlər yüksək risk zonasını təşkil edir. Hesablamalar göstərir ki, hidratəmələgəlmə riski birbaşa boru kəmərinin dərinliyi, torpaq növü, temperatur və təzyiq paylanması ilə əlaqədardır və bu səbəbdən riskin azaldılması üçün axın temperaturunun 15 °C-dən aşağı düşməməsi, izolyasiya qalınlığının 30–40 mm-dən az olmaması, termodinamik inhibitorların tətbiqi və lokal istilik nəzarət sistemlərinin qurulması zəruridir. Tədqiqat həm trass üzrə hidratəmələgəlmə riskinin dəqiq təsvirini təmin edir, həm də boru kəmərinin sabitliyi və əməliyyat təhlükəsizliyinin artırılması üçün elmi-praktiki əsas yaradır, nəticələr isə yalnız Xəzər dənizinə deyil, digər dəniz sahələrində sualtı boru kəmərlərinin idarə olunması üçün də tətbiq edilə bilər.

### Ədəbiyyat siyahısı

1. Krishna J., Sayani S., Pedapati S.R., Kassim Z., Lal B. Investigation on thermodynamic equilibrium conditions of methane hydrates in multiphase gas-dominant pipelines. ACS Omega, 2020, vol. 6, Issue 4, pp. 2505-2508.
2. Meng Y., Han B., Wang J., Chu J., Yao H., Zhao J., Zhang L., Li Q., Song Y. Hydrate blockage in subsea oil/gas pipelines: Characterization, detection, and engineering solutions. Engineering, 2025, vol. 46, pp. 363-382.
3. Guzhov I.A., Suleymanov V.A., Rotov A.A., Buznikov N.A., Cheltsova T.V. Modeling of the dynamics of the movement of hydrate formation inhibitors in an extensional pipeline // SOCAR Proceedings, 2023, No. 3, pp. 164-170.
4. Wu X., Qin M., Liao K., He G., He T., Tian Z. Risk prediction of natural gas hydrate formation in subsea wet gas pipelines with mono ethylene glycol injection // Journal of Cleaner Production, 2025, vol. 518, pp. 6-9.
5. Li J., Cai M., Wei N. Flow assurance study based on hydrate deposition modeling. Frontiers in Energy Research, 2025, vol. 13, pp. 7-10.
6. Wang X. et al. Investigation of hydrate formation and flow characteristics within multiphase transmission pipelines employing a constant pressure visualization loop system // Gas Science and Engineering, 2025, vol. 144, pp. 5-6.
7. Xin Z., Jiang Z., Wang F., Zhang Y. Review on flow assurance issues in natural gas pipeline transmission systems and solutions to hydrate deposition. Chemical Engineering Science, 2025, vol. 306, pp. 10-13.
8. Liu W. et al. Numerical simulation of natural gas flow characteristics and hydrate formation risk in deepwater submarine pipelines. Petroleum Science and Technology, 2024, vol. 42, Issue 2, pp. 3045-3061.
9. Chen H., Luo M., Jiang D., Wu Y., Ma C., Yu X., Wang M., Yang Y., Liu H., Zhang Y. Research on hydrate formation and plugging risk in deepwater drilling wellbore: A case study. Processes, 2023, vol. 11, No. 2, pp. 488.
10. Liu Y., Hao J., Kong Q. Study on hydrate risk in offshore natural gas drainage pipelines for hydrate production systems. Frontiers in Earth Science, 2022, vol. 9, pp. 5-7.
11. Ning Z.-J., Lu H.-F., Zheng S.-F., Xing D.-H., Li X., Liu L. Modeling and numerical investigations of gas production from natural gas hydrates. Energies, 2023, vol. 16, No. 20, pp. 7184.

## Перспективы применения современных физических методов анализа для исследования нефти

**В.М. Аббасов**, д.х.н., **М.А. Наджаfoва**, д.х.н., **У.Дж. Йолчуева**, д.ф.х.н.,  
**Ю.А. Абдуллаева**, к.т.н., **С.Ф. Ахмедбекова**, **М.А. Байрамов**  
Институт нефтехимических процессов  
e-mail: maisa.najafova@gmail.com

**Ключевые слова:** ИК-, ЭПР- спектроскопия, люминесценция, ароматические углеводороды I-IV-групп, замещенные ароматические углеводороды, тяжелые нефтяные остатки.

В работе обобщены, систематизированы данные по исследованиям, проводимые по ЭПР, УФ, ИК-спектроскопии и люминесценции легких, средних и тяжелых нефтей Азербайджана. В легкой неглубокой (685 м) Сураханской нефти методом ЭПР обнаружены асфальтеновые радикалы и оксиды металлов. Исследованы состав и керосиновые, дизельные фракции товарной нефти Сангачал-дениз, Булла-дениз, Хара-зира и Алят-дениз (812.4 кг/м<sup>3</sup>), в которых наблюдались ЭПР спектры *Co*, *Mo* и марганца. Изучен состав, свойства, парамагнетизм нефти Заглы и особенности ароматических углеводородов I-IV-групп. Установлено, что в III-группе ароматических углеводородов нефти регистрируется ЭПР линия с  $\Delta H_{\text{общ}} = 7.5$  мТл,  $g = 2.4$ . Во всех I-III группах АУ нефти в небольшом количестве присутствуют производные бензола, нафталина, фенантрена и антрацена. Исследованы керосиновые фракции тяжелой Западно-Абшеронской нефти (912.5 кг/м<sup>3</sup>), в которых обнаружен ЭПР сигнал с  $\Delta H_{\text{общ}} = 7.5$  мТл,  $g = 2.4$ . Подобные радикалы обнаружены и в III группе АУ Заглынской нефти. В дизельных фракциях нефти обнаружен сигнал ЭПР с  $\Delta H_{\text{общ}} = 1.1$  мТл,  $g = 2.0023$ , который регистрируется также во II-группе АУ. Методом УФ-спектроскопии и люминесценции установлено, что эти радикалы принадлежат замещенным ароматическим углеводородам. Изучены особенности групп ароматических углеводородов Балаханской нефти (919 кг/м<sup>3</sup>). Большое практическое значение имеют ароматические углеводороды, имеющие, главным образом, три и более чисел конденсированных бензольных колец, обладающих видимой люминесценцией. Исследована Абшеронская нефть (920 кг/м<sup>3</sup>) и её остаточные 50°-ные фракции, а также тяжелые нефтяные остатки данной нефти.

### Neft tədqiqatı üçün müasir fiziki analiz metodlarının tətbiqi perspektivləri

V.M. Abbasov, k.e.d., M.A. Nəcəfova, k.e.d., U.C. Yolçuyeva, k.ü.f.d., Y.A. Abdullayeva, k.e.n.,  
S.F. Əhmədbəyova, M.A. Bayramov  
Neft-Kimya Prosesləri İnstitutu

**Açar sözlər:** İQ-, EPR- spektroskopiya, lüminessensiya, I-IV qrup aromatik karbohidrogenlər, əvəz edilmiş aromatik karbohidrogenlər, ağır neft qalıqları.

Məqalədə Azərbaycanın yüngül, orta və ağır neftlərinin EPR, UV, IR spektroskopiyası və lüminessensiyası üzrə aparılan tədqiqatlar haqqında məlumatlar ümumiləşdirilərək, sistemləşdirilib. Yüngül dayaz (685 m) Suraxa-

nı neftində EPR üsulu ilə asfalten radikalları və metal oksidləri aşkar edilmişdir. Səngəçal-dəniz, Bulla-dəniz, Xara-Zirə və Ələt-dəniz ( $812.4 \text{ kq/m}^3$ ) əmtəə neftinin EPR spektrlərinin xüsusiyyətləri öyrənilmişdir. Müəyyən edilmişdir ki, bu neftdə *Co*, *Mo* və manqan EPR spektrləri müşahidə olunur. Zağlı neftinin tərkibi, xüsusiyyətləri, paramaqnetizmi və I-IV qrup aromatik karbohidrogenlərinin III qrupunda ( $\Delta H_{\text{ümumi eni}} = 7.5 \text{ mTl}$ ,  $g=2.4$ ) EPR xətti qeyd olunur. Neftin aromatik karbohidrogenlərinin I-III qruplarında az miqdarda benzolun, naftalinin, fenantrenin və antrasenin törəmələri mövcuddur. Ağır Qərbi Abşeron neftinin kerosin fraksiyaları tədqiq edilmişdir. Abşeron neftində ( $912.5 \text{ kq/m}^3$ ) EPR signalı ( $\Delta H_{\text{ümumi eni}} = 7.5 \text{ mTl}$ ,  $g=2.4$ ) aşkar olunmuşdur. Buna bənzər bir radikal Zağlı neftinin AK-nin III qrupunda da mövcuddur. Qərbi Abşeron neftinin dizel fraksiyalarında EPR signalı ( $H_{\text{ümumi eni}} = 1.1$ ,  $\text{mTl}$ ,  $g=2.002$ ) qeyd olunur, buna bənzər radikal aromatik karbohidrogenlərin II qrupunda da aşkar edilmişdir. UV spektroskopiyası və lüminessent üsulları ilə bu radikalların əvəz edilmiş aromatik karbohidrogenlərə aid olduğu müəyyən edilmişdir. Balaxanı neftinin ( $919 \text{ kq/m}^3$ ) aromatik karbohidrogenlərin I-IV qruplarının xüsusiyyətləri öyrənilmişdir. Əsasən görünən lüminessensiyaya malik üç və ya daha çox qatılardırılmış benzol halqası olan AK böyük praktik əhəmiyyətə malikdir. Abşeron nefti ( $920 \text{ kq/m}^3$ ), onun qalıq 50 dərəcəli fraksiyaları və neft qalıqları tədqiq edilmişdir.

### Prospects of application of modern physical methods of analysis for oil research

V.M. Abbasov, Dr. in Ch. Sc., M.A. Najafova, Dr. in Ch. Sc., U.J. Yolchuyeva, PhD in Ch. Sc., Yu.A. Abdullayeva, Cand. in Tech. Sc., S.F. Akhmedbekova, M.A. Bayramov  
Institute of Petrochemical Processes

**Keywords:** IR and EPR spectroscopy, luminescence, aromatic hydrocarbons of the I-IV-groups, substituted aromatic hydrocarbons, heavy oil residues.

This paper summarizes and systematizes data on studies conducted on EPR, UV, IR spectroscopy and luminescence of light, medium and heavy oils of Azerbaijan. Asphaltene radicals and metal oxides were detected in light shallow (685 m) Surakhani oil by EPR method. The composition and kerosene and diesel fractions of commercial Sangachal-deniz, Bulla-deniz, Kharazira and Alat-deniz oil ( $812.4 \text{ kg/m}^3$ ) were studied, in which EPR spectra of *Co*, *Mo* and manganese were observed. The composition, properties, paramagnetism, minerals, and features of aromatic hydrocarbons of groups I-IV have been studied. It has been established that in the III group of aromatic hydrocarbons of oil, the EPR line with line width  $\Delta H_{\text{width}} = 7.5 \text{ mTl}$ ,  $g=2.4$  is recorded. Derivatives of benzene, naphthalene, phenanthrene, and anthracene are present in small amounts in all I-III groups of petroleum hydrocarbons. Kerosene fractions of heavy oil have been studied. Absheron oil ( $912.5 \text{ kg/m}^3$ ), in which an EPR signal with  $\Delta H = 7.5 \text{ mTl}$ ,  $g=2.4$  was detected. A similar radical exists in the III group of the Zaglynsky oil reserve. In diesel fractions West-Anseron EPR signal with line width  $\Delta H_{\text{width}} = 1.1 \text{ mTl}$ ,  $g=2.0023$  is recorded in Absheron oil, a similar radical is also found in the II group of aromatic hydrocarbons of the West Absheron oil. It has been established by UV spectroscopy and luminescence that these radicals belong to substituted aromatic hydrocarbons. The features of the I-IV groups of aromatic hydrocarbons of Balakhani oil ( $919 \text{ kg/m}^3$ ) have been studied. The presence of AU in oil indicates that the latter can act as photosensitizers of naphthenic-paraffinic hydrocarbons. Hydrocarbons of group II have a weak blue-blue luminescence, while groups III and IV have intense hydrocarbon luminescence with the formation of radicals. Of great practical importance are AU, which mainly have three or more condensed benzene rings with visible luminescence. The obtained results of spectroscopic studies of Absheron oil and its residual fractions  $>350 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $>500 \text{ }^\circ\text{C}$  indicate their rational use as a binder for asphalt concrete used in road construction.

Существенный вклад в общий мировой баланс добычи нефти вносят месторождения Абшеронского нефтегазоносного района Азербайджана, как на суше (Сураханское, Балаханское, Бибиэйбатское, Гарадагское, Заглыньское и др.) так и в акватории Каспийского моря (Нефт Дашлары, Бахар, Чыраг, Азери, Шахдениз, Абшерон, Гарби Абшерон и др., что обусловило значительный интерес к их изучению. В связи с интенсивным развитием в современный период нефтяной промышленности Азербайджана, нефтегазовой стратегии, ростом добычи нефти и увеличением её экспорта на мировые рынки, выявление все новых и новых свойств азербайджанской нефти приобретает научную и практическую значимость. Развитие нефтяной промышленности предусматривает не только увеличение объемов добычи, но в значительной степени определяется уровнем технических решений, направленных на переработку и рациональное использование углеводородного сырья [1, 2]. Нефть с преобладающей массой углеводородов, гетероатомных соединений, сернистых, азотистых, кислородных, также имеет в своем составе металлосодержащие соединения [3, 4], смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) и асфальтены, ответственные за парамагнетизм нефти, что свидетельствует о важной роли неспаренных электронов в нефтяных системах, и необходимости глубокого последовательного подхода к их лабильности к воздействию солнечного света, под действием которого происходят разнообразные фотохимические процессы, протекающие нередко по радикально-цепному механизму. Присутствие в нефти САВ, асфальтенов и металлов отрицательно воздействует на показатели её переработки и их области применения. В связи с этим, исследования, направленные на глубокое изучение состава и свойств углеводородного сырья, являются актуальными для научных основ создания эффективных технологий их добычи и переработки.

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Парамагнетизм нефти изучали на радиоспектрометре BRUKER BIO SPIN (Германия) в X-диапазоне (рабочая частота 9.85 Гц) Амплитуду ВЧ модуляции (100 кГц) варьировали в диапазоне 150–650 мТл. Настройку по внутреннему стандарту поля определяли по УДС (ультрадисперсный алмаз) эталону с  $g=2.0036$ . Спектры ЭПР регистрировали при 25 °С в условиях минимального насыщения (уровень мощности СВЧ – 0.5 мВт).

Исследование структурно-группового состава некоторых фракций нефти (электронные спектры поглощения) получены на спектрофотометре “Spekord UV-Vis” в области 200–800 нм.).

Комплексные исследования состава нефтей проведены методом ИК-спектроскопии (ФУРЬЕ – спектрометр ALPHA, BRUKER, Германия).

Электронные спектры поглощения фракций нефти записывались на спектрофотометре UV/Vis680 фирмы JENNAY, рабочий диапазон которого 190–1000 нм, оптическое пропускание 0.1 нм. Электронные спектры поглощения изучались в разбавленных растворах ( $10^{-2}$ ) гексана.

#### Результаты и их обсуждение

В ранних работах объектами исследования были нефти Сураханского, Бибиэйбатского, Балаханского месторождений Абшеронского п-ова. Месторождение Сураханы – одно из перспективных неглубоких залежей нефти (658 м) Абшеронского п-ова. Выход бензиновых фракций (н.к.-200 °С) составил 22.04 % масс. Нефть с преобладающей массой углеводородов, гетероатомных соединений – сернистых, кислородных, азотистых также имеет в своем составе металлосодержащие соединения и асфальтены, присутствие которых отрицательно воздействует на показатели переработки. Первоначальные исследования этой нефти заключались в определении её элементного состава, которое проводили на рентгено-флуоресцентном спектрометре “Omega Handheld XRF Analyzer” с регулируемым напряжением до 40 кВ и силой тока до 100 мкА (с 5-ю фильтрами). Микроэлементный состав нефти представлен в табл. 1.

Результаты анализа показывают, что содержание микроэлементов в исследованной нефти невысокое, за исключением Fe, Cu и Ni. Методом жидкостно-адсорбционной хроматографии изучен компонентный углеводородный состав нативной Сураханской нефти. Изучение компонентного углеводородного состава нативной нефти показало, что она состоит из парафино-

Таблица 1

Показатели	Содержание элементов, % масс.							
	Cu 0.16	Ni 0.12	Fe 0.17	Zn 0.07	Nb 0.008	Mo 0.008	Pb 0.01	Bi-
Нефть								
Фракции, °С								
200-250	0.01	0.02	-	0.06	0.007	0.008	0.01	-
250-300	0.12	0.14	-	0.022	0.008	0.07	0.13	0.016
300-350	0.1	0.088	-	0.006	0.07	0.007	0.011	0.003
>350	0.1	0.075	0.028	0.006	0.007	0.006	0.016	-
400-450	0.088	0.1	-	0.006	0.007	0.007	0.009	0.004
450-500	0.12	0.082	0.024	0.006	0.007	0.007	0.015	0.004

нафтеновых (75.42 % масс.) и ароматических углеводородов (20.48 % масс.). Содержание САВ составляет 1.1 % масс. По классической методике разгонки нефти по температурам кипения были определены зависимости целого набора параметров от температурного интервала, которые приведены в табл. 2.

Таблица 2

Показатели	Молекулярный вес	Плотность кг/см <sup>3</sup>	Вязкость 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	Коэффициент $n_D^{20}$	Содержание % масс.	Температура застывания °С	Кислотное число мгКОН/г
Нефть Фракции °С	202.64	0.8417	6.33	-	0.7809	-40	2.55
250-300	190.2	0.8319	3.30	1.4656	0.0379	-31	0.4782
300-350	201.8	0.8410	6.65	1.4710	-	-18	-
350-400	243.32	0.8679	18.64	1.4843	0.0851	0	0.3595
400-450	255.24	0.8743	26.90	1.4865	0.0878	+4	0.5257
450-500	280.16	0.8861	71.89	1.4932	0.1103	+12	0.5508

Изучение физико-химических показателей нефти выявило, что Сураханская нефть – сернистая и парафинистая. Согласно ЭПР исследованиям нефть содержит асфальтеновые радикалы, а также металлсодержащие соединения: оксидов железа ( $\Delta H_{\text{общ.}} = 168.1$  мТл,  $g=2.24$ ), микрокристаллов оксида меди ( $\Delta H_{\text{общ.}} = 108.9$  мТл,  $g=2.27$ ), оксидов никеля  $\Delta H_{\text{общ.}} = 117.4$  мТл,  $g=2.21$ ) и в значительных количествах  $R^{\cdot}_{\text{асф.}}$  ( $2 \times 10^{16}$  спин/г) ( $\Delta H_{\text{общ.}} = 0.88$  мТл,  $g=2.0023$ ) [5]. Значительному уменьшению  $R^{\cdot}_{\text{асф.}}$  может способствовать нетрадиционное воздействие на нефтяное сырье УФ-облучения. Ранее было установлено, что радикалы САВ имеют электронные спектры поглощения, смещенные в длинноволновую область, что расширяет их диапазон чувствительности до 550 нм и способствует более эффективному использованию ими солнечной энергии [6]. Если учесть, что САВ являются фотосенсибилизаторами разложения органических соединений (парафинов, парафин-нафтенов, спиртов), то электронно-возбужденные состояния радикалов САВ могут сыграть определенную роль в фотохимических процессах рассматриваемой системы.

Перспективными залежами Каспийского моря являются месторождения Сангачал-дениз, Дуванны-дениз, Хара-Зира, Булла-дениз, Алят-дениз. Здесь добывается нефть с плотностью при 20 °С–719.5 (н.к.) – 828.4 (180–350 °С) кг/м<sup>3</sup> и кинематической вязкостью при 20 °С–0.63 (н.к.) – 4.12 (180–350 °С) 5.7 мм<sup>2</sup>, температурой застывания – минус 65 (120–230) до минус 21 (180–350 °С). Нефть является высокопарафинистой (7.85 % масс.), малосмолистой (4.25 % масс.), малосернистой. Содержание асфальтенов и кокса в нефти низкое (0.07 и 0.84 % масс.), температура застывания -25 °С, вспышка в закрытом тигле ниже – 5 °С. Согласно ГОСТ 2177-99, выходы фракций 200 °С и 300 °С имеют, соответственно, 32 и 54 (% об.). В данной нефти

существуют сера (0.3 % масс.) и более редкие примеси, формирующие зольную составляющую [7].

Для рационального использования нефти важную роль играет определение качественных показателей. Для этого товарную нефть на дистилляционном аппарате производства США по ASTM D 2892 разделили на узкие фракции до 350 °С. Выход остатка после 350 °С составляет 38.86 % масс. Выход фракций до 350 °С составляет 61.14 % масс. На основании выходов узких фракций до 350 °С методом компаундирования приготовлены фракции и определены их физико-химические характеристики, представленные в табл. 3.

Таблица 3

Показатели	Фракции, °С								
	Н.к.-120	Н.к.-200	85-180	120-230	150-250	150-280	140-320	140-350	180-350
Выход, % масс.	13.18	30.37	22,16	21.77	18.35	24.39	36	41.86	33.11
Показатель $n_D^{20}$ преломления	1.4072	1.4204	1.4217	1.4344	1.4443	1.4484	1.4519	1.4550	1.4614
Молекулярный вес	105	121	124	141	154	162	167	173	189
Плотность при 20 °С кг/м <sup>3</sup>	719.5	749.5	754.5	779.2	795.3	804.5	810.2	816.2	828.4
Кинетическая вязкость при 20 °С	0.63	0.82	0.84	1.16	1.61	1.99	2.35	2.73	4.12
Температура помутнения	-	-	-	-	-	-	минус 25	минус 14	минус 9
Кристаллизация	-	-	-	-60 Кристаллов нет	минус 51	минус 38	-	-	-
Температура застывания	-	-	-	-65	минус 53	минус 40	минус 32	минус 29	минус 21

По классической методике разгонки нефти по температурам были получены фракции (120–230 °С), (150–250 °С), (150–280 °С), (140–320 °С), (140–350 °С), (180–350 °С) нефти, имеющие плотность 719.5÷828.4 кг/м<sup>3</sup> и кинематическую вязкость при 20 °С 0.63÷4.12 мм<sup>2</sup>/с. Молекулярная масса фракций 105÷189; температура застывания – 65 ÷ -21 °С; содержание серы 0.3 % масс. Фракционирование нефти дало возможность выявить ЭПР спектры ионов редких элементов. В керосиновых (120–230 °С), (150–280 °С), (150–250 °С) и дизельной фракции (140–320 °С) нефти обнаружены спектры ЭПР редкоземельного кобальта (Co) с  $\Delta H_{\text{общ.}} = 5.12$  мТл,  $g = 4.76$ , в незначительных количествах молибдена (Mo) с  $g = 2.2$  и марганца ( $Mn^{+2}$ ) с  $g = 2$  [7].

В настоящее время во всем мире возрос интерес к добыче и вовлечению в переработку средних и тяжелых нефтей с плотностью 847–920 кг/м<sup>3</sup>, характеризующихся повышенной вязкостью, к которым относится нефть из прикаспийского месторождения Губинского района – Заглы (с плотностью 847 кг/м<sup>3</sup>). Эта нефть высокосмолистая, малосернистая, малопарафинистая и представляет собой сложную смесь жидких углеводородов, в которых в различных количествах растворены твердые углеводороды, САВ и в незначительных количествах металлы [4, 5]. Нефть, помимо преобладающей массы углеводородов, гетероатомных соединений – азотистых, сернистых, кислородных, содержит в своем составе металлсодержащие соединения и САВ, присутствие которых может отрицательно воздействовать на показатели процессов переработки и их области применения. Несмотря на большое количество работ по исследованию компонентов высококипящих фракций нефти, связанных с продуктами вторичной переработки, на основе которых получен ряд очень важных нефтепродуктов, продукты первичной переработки нефти, а также тяжелые нефтяные остатки (ТНО) нефти все еще остаются малоиспользуемыми. Между тем полученные тяжелые нефтяные остатки первичной переработки имеют большие преимущества: содержание ароматических углеводородов в них меньше; они более безвредны, экологически чисты и имеют огромные сырьевые ресурсы.

Современное промышленное производство, в основном, направлено на получение арома-

тических углеводов, как исходного сырья для получения кетонов, альдегидов и кислот ароматического ряда. Значительный интерес к рациональному использованию углеводородного сырья связан также с возможностью использования их в качестве фотосенсибилизаторов разложения органических соединений, ингибиторов фото- и термического окисления, стабилизаторов, люминофоров для различного назначения и др. При этом большое значение имеют ароматические углеводороды (АУ), имеющие, главным образом, три и более чисел конденсированных бензольных колец, обладающие люминесценцией. В продуктах первичной переработки нефти АУ состоят практически только из замещенных углеводов, в то время как в продуктах вторичной переработки, АУ состоят как из замещенных, так и незамещенных их представителей [8, 9].

После деасфальтизации и обессмоливания нефти (ГОСТ 11858-66) методом адсорбционной хроматографии (в качестве адсорбента использовали силикагель марки АСК, растворителей гептан, бензол и спиртобензол) были получены I-IV группы АУ нефти Заглы, которые спектрометрическим методом анализировались на рефрактометре (марка ИРФ-23). В полученных метано-нафтеновых и в других отдельных группах ароматических углеводов и САВ, было установлено, что в данной нефти 40.5 % насыщенных (метано-нафтеновых), 46.5 % ароматических углеводов и 13.2 % САВ. К I-группе АУ относятся фракции  $n_D^{20} - 1.5074$ ; ко II группе АУ  $n_D^{20} - 1.5480$ ; к III группе АУ  $n_D^{20} - 1.5790$ . Выход их менялся: метан-нафтеновых (40.5 % масс.). I-группа АУ-15.3 % масс.; II-группа АУ – 4.5 % масс.; III группа АУ-7.8 % масс. Молекулярная масса от метан-нафтеновых углеводов до III группы АУ увеличилась от 859.7 до 972.2 [10]. Физико-химические показатели выделенных компонентов Заглынской нефти даны в табл. 4.

Таблица 4

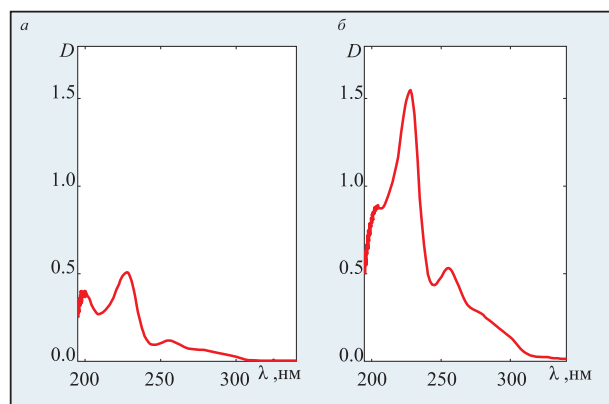
Название продукта	$n_D^{20}$	Плотность, $\rho_4^{20}$ , кг/м <sup>3</sup>	Выход продуктов, % масс.
Метан-нафтен	1.4685	859.7	40.5
I гр.АУ	1.5074	892.1	15.3
II гр.АУ	1.5480	932.1	4.5
III гр.АУ	1.5790	972,2	7,8
IV гр.АУ	1.6011	1043.6	18.7
Смола	-	1065.2	11.6
Асфальтены	-	-	1.6

Проведенное исследование данной нефти методом ИК-спектроскопии (ФУРЬЕ –спектрометр ALPHA, BRUKER) показало, что в ИК спектре метано-нафтеновых углеводов имеются полосы деформационных при 962, 973, 1013 см<sup>-1</sup> колебаний, соответствующие С–Н связи СН<sub>2</sub> групп нафтенов. Показано, что на спектре отсутствуют полосы поглощения, характерные ароматическим углеводородам. Сравнивая ИК спектры I-IV групп АУ и метано-нафтеновой фракции нефти Заглы, можно отметить, что наряду с перечисленными полосами поглощения, в спектрах I-IV групп АУ имеются полосы поглощения деформационных при 700, 744, 813, 868 см<sup>-1</sup> и валентные при 1604 см<sup>-1</sup> колебания, соответственно, относящиеся к С–Н и С=С связям замещённого бензольного кольца [11, 12].

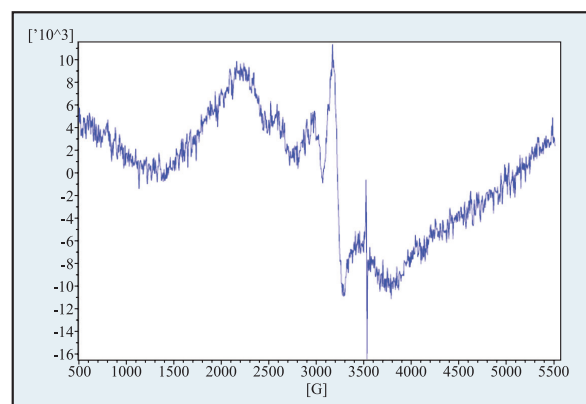
Визуальное наблюдение под ртутной лампой ПРК-4 (фильтр УФС >200 нм) за цветом люминесценции АУ, а также исследование структурно-группового состава I-IV групп АУ данной нефти показало, что во всех I-III группах АУ присутствуют в небольшом количестве производные бензола, нафталина, фенантрена и антрацена. В I-II группах АУ, в основном, присутствуют незамещенные группы АУ, а в III-группе АУ нефти установлено присутствие как незамещенных, так и замещенных групп ароматических углеводов.

Проведено также визуальное наблюдение за цветом люминесценции всех исследуемых фракций нефти под ртутной лампой ПРК-4 (фильтр УФС-1 >200 нм). Установлено, что все фракции люминесцируют слабо-желтым цветом, присущим смолисто-асфальтеновым веще-

ствам. По-видимому, это тот случай, когда во фракциях ещё достаточно много  $R'_{асф.}$ , которые экранируют ароматические углеводороды и они не люминесцируют, но когда их становится заметно меньше, то II и III-группы АУ Заглынской нефти люминесцируют сине-фиолетовым цветом, присущим замещенным ароматическим углеводородам – бензолу (200–215 нм), нафталину (220–230 нм), фенантрелу (245–260 нм) и антрацену (272–290 нм) (рис. 1).



**Рис. 1. Электронные спектры поглощения ароматических углеводородов II и III-групп АУ Заглынской нефти: а – II-группа АУ, с=0.01 %, б – III группа АУ, с=0.01 %**



**Рис. 2. Спектр ЭПР замещенного ароматического углеводорода**

Электронные спектры поглощения вышеперечисленных фракций записывались на спектрофотометре UV/Vis680. Спектры поглощения изучались в разбавленных растворах.

Методом ЭПР спектроскопии исследованы парамагнитные свойства нефти Заглы – её I-IV групп АУ. Принимая во внимание тот факт, что парамагнетизм, неизбежно присутствующий в тяжелой нефти  $[R'_{асф.}] = 10^{18}$  спин/г, может экранировать и не позволит зафиксировать имеющиеся в значительно меньших концентрациях свободные углеводородные ароматические радикалы, о чем было сказано выше, была проведена предварительная деасфальтизация и обессмоливание нефти.

По спектрам ЭПР в III-группе АУ Заглынской нефти регистрируется интенсивный ЭПР сигнал с  $\Delta H_{шир} = 7.5$  мТл,  $g = 2.4$  (рис. 2). Подобные радикалы ароматических углеводородов нефти были обнаружены, как во II-III-группах АУ данной Заглынской нефти, так и в светлых продуктах Западно-Абшеронской нефти.

В связи с истощением традиционных запасов легких и средних нефтей в последние годы растет добыча тяжелых, трудноизвлекаемых нефтей, характеризующихся повышенной вязкостью, что исключает возможность их транспортировки обычными способами, к которым относится Западно-Абшеронская нефть, добываемая со дна Каспийского моря нефтегазоносного района Азербайджана. Западно-Абшеронская нефть тяжелая, имеющая следующие физико-химические характеристики: плотность при 20 °С – 912.5 кг/м<sup>3</sup>; молекулярную массу при 0–200 °С – 136; вязкость при 20 °С – 91 мм<sup>2</sup>/с; температуру застывания – минус 47 °С; твердого парафина – 1.16; общей серы – 0.38 % масс. [13–16]. Современное промышленное производство основано на процессах переработки нефтяных фракций в целях получения углеводородов как исходного сырья для получения кетонов, альдегидов и кислот ароматического ряда. С ростом добычи и переработки тяжелых нефтей, к которым относится Западно-Абшеронская нефть, возникла проблема комплексного исследования их группового углеводородного состава и свойств. Для этого был применен адсорбционный метод разделения нативной нефти на силикагеле КСМ. Были получены метано-нафтеновые и отдельные группы ароматических углеводородов, асфальто-смолистые соединения. Данная нефть состоит из 42.40 % насыщенных (метано-нафтеновых), 44.46 % ароматических углеводородов и 13.14 % асфальто-смолистых

соединений. С помощью ИК и УФ методов анализа изучен структурно-групповой состав полученных углеводородов. После определения физико-химических характеристик Западно-Абшеронская нефть была подвергнута атмосферно-вакуумной перегонке на R/R JNST Rument (EDWARDS, USA) с выделением исследуемых фракций (табл. 5).

Таблица 5

Фракции нефти	Молекулярная масса	Плотность, при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Температура застывания, °С	$n_d^{20}$	Кинематическая вязкость, при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	Сера, % масс.	Выход, % масс.	Цвет люминесценции
Н.к.- 200 °С	136	773.1	—	1.4278	1.02	0.0455	8.84	Темно-коричневый
85–180 °С	135	771.9	—	1.4256	1.03	0.0502	5.46	Светло-желтый
120–230 °С	167	810.0	Ниже минус 70	1.4440	1.63	0.0644	10.47	Светло-желтый
150–280 °С	198	838.1	То же	1.4605	2.78	0.0941	18.69	Светло-желтый
140–320 °С	218	851.5	-«-	1.4688	3.65	0.1239	29.65	Светло-желтый
140–350 °С	232	860.6	-«-	1.4740	4.95	0.1576	35.97	Фиолетово-синий
180–350 °С	241	866.1	-«-	1.4780	6.06	0.1601	39.93	Фиолетово-синий

Состав полученных фракций исследовали методом ИК-спектроскопии на ИК-Фурье спектрометре в диапазоне волновых чисел 600–4000 см<sup>-1</sup>. Отнесение полос поглощения в ИК-спектрах проводили по ранее описанным методикам [11, 12]. На ИК-спектрах образцов Западно-Абшеронской нефти наблюдаются деформационные (1376, 1456 см<sup>-1</sup>) и валентные (2852, 2920, 2950 см<sup>-1</sup>) колебания С-Н-связи в СН<sub>3</sub> и СН<sub>2</sub>; деформационные (954, 1031 см<sup>-1</sup>) колебания С-Н-связи в СН<sub>2</sub> группах нафтенов; деформационные (744, 812, 873 см<sup>-1</sup>) колебания С-Н связи и валентные колебания (1603 см<sup>-1</sup>) С-С связи бензольного кольца. Во фракциях (0–200 °С), (85–180 °С), (120–230 °С) полосы поглощения, характерные для С-С и С-Н связей бензольного кольца отсутствуют. Следует отметить, что ИК-спектры вышеперечисленных трех фракций идентичны. Такое же сходство в ИК-спектрах наблюдается и для фракций (150–280 °С), (140–320 °С), (140–350 °С), (180–350 °С). По ИК-спектрам получены следующие ре-

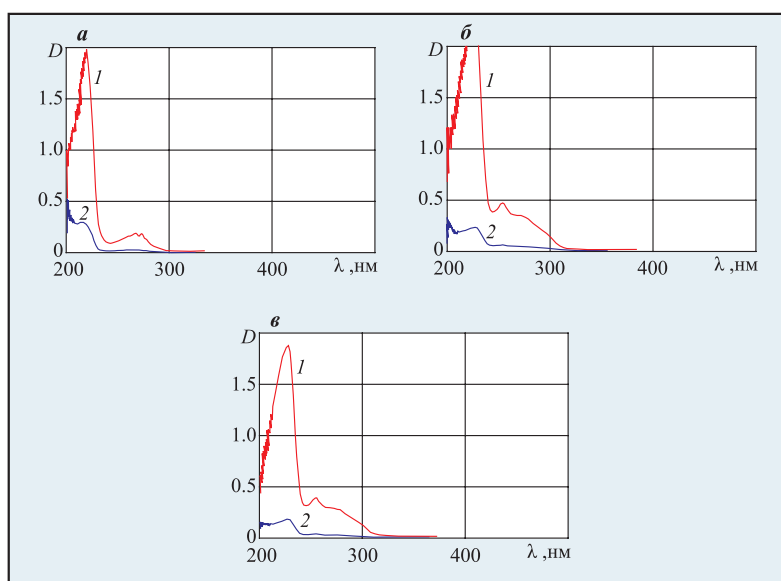


Рис. 3. Электронные спектры поглощения фракций Западно-Абшеронской нефти в гептановых растворах: а – фр. 120–230 °С (1 – C<sub>1</sub> = 0.06 %; 2 – C<sub>2</sub> = 0.002 %); б – фр. 140–350 °С (1 – C<sub>1</sub> = 0.05 %, 2 – C<sub>2</sub> = 0.03 %); в – фр. 180–350 °С (1 – C<sub>1</sub> = 0.08 %, 2 – C<sub>2</sub> = 0.002 %)

зультаты: ароматичность ( $D_{1000}/D_{726}$ ), которая меняется в пределах 0.46–0.34; разветвленность ( $D_{1380}/D_{1465}$ ) – для всех исследуемых фракций практически одинакова (0.59–0.56); парафинистость ( $D_{720}+D_{1380}/D_{1604}$ ) увеличивается (6.03–10.53); осернистость ( $D_{1030}/D_{1465}$ ) также увеличивается в пределах 0.01–0.08. В области ароматического триплета (730–900  $\text{cm}^{-1}$ ) интенсивность полос поглощения не меняется. Для подтверждения вышеотмеченного был исследован структурно-групповой состав фракций (120–230 °C), (140–350 °C) и (180–350 °C), в ЭПР-спектрах которых наблюдалась ЭПР линия замещенного ароматического углеводорода [13, 14].

Электронные спектры поглощения вышеперечисленных фракций записывались на спектрофотометре UV/Vis 680 фирмы JENNAY, рабочий диапазон которого 190–1100 нм, оптическое пропускание 0.1 нм. В качестве растворителя использовали гексан. Электронные спектры изучались в разбавленных растворах ( $10^{-2}$ ). На рис. 3 приведены электронные спектры поглощения исследуемых фракций. Из приведенных спектров видно, что в трёх фракциях (120–230 °C), (140–350 °C), (180–350 °C) наблюдаются УФ-спектры поглощения производных бензола 200–215 нм, нафталинов 220–230 нм, фенантронов 245–260 нм, антраценов 272–290 нм, процентное содержание которых приводится в табл. 6. Как видно из приведенных в табл. 6 данных во всех трех фракциях обнаружено наличие производных бензола, замещенных нафталина, фенантрена, концентрация которых по мере фракционирования увеличивается [13–15].

Таблица 6

Фракции	Молекулярный вес	Количество ароматических углеводородов, % масс.				
		Производные бензола	Нафталины	Фенантроны	Антрацены	Сумма
120–230 °C ( $C_1=0.06\%$ , $C_2=0.002\%$ )	167	5.35	7.82	0.03	—	13.2
140–350 °C ( $C_1=0.05\%$ , $C_2=0.003\%$ )	232	7.8	8.5	1.7	1.3	19.3
180–350 °C ( $C_1=0.08\%$ , $C_2=0.002\%$ , $C_3=0.0002\%$ )	241	8.5	9.3	3.3	1.4	22.5

Из данных, приведенных в табл. 6, видно, что во всех фракциях обнаружено наличие производных бензола, замещенных нафталина, фенантрена и антрацена, концентрация которых по мере фракционирования увеличивается.

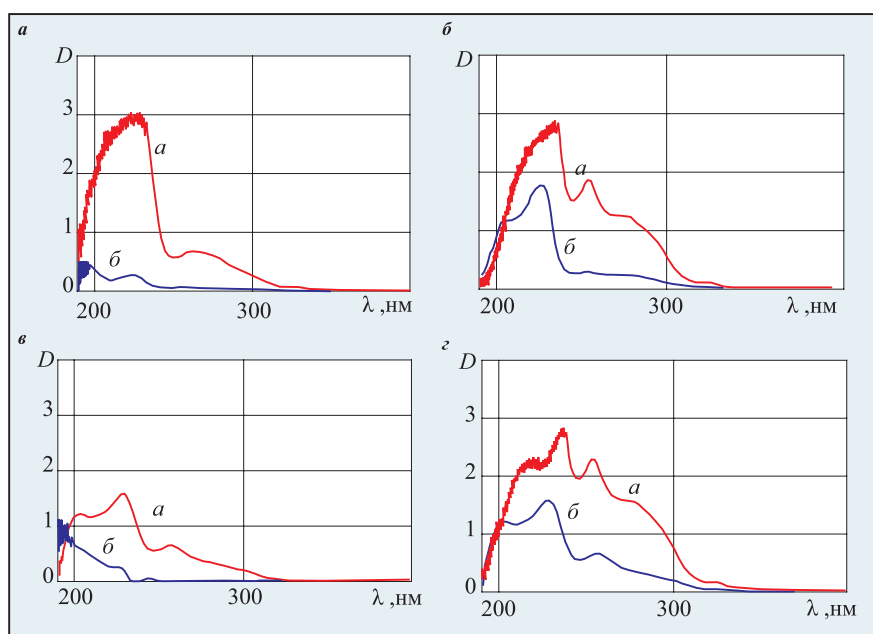
Таблица 7

Ароматические углеводороды в Западно-Абшеронской	Количественное содержание АУ, %				
	Производные бензола	Нафталин	Фенантрен	Антрацен	Сумма
Метан-нафтеносые углеводороды	0.5	0.7	0.8	Следы	2
I- группа АУ	13.7	10.2	9.5	0,3	33.7
II -группа АУ	20.1	17.	12.1	1.1	50.4
III -группа АУ	24.0	28.2	17.1	1.3	70.6

Из данных, приведенных в табл. 7, видно, что в I-III группах АУ и метан-нафтеносых углеводородах обнаружено наличие производных бензола, замещенных нафталина, фенантрена и антрацена, концентрация которых по мере фракционирования увеличивается.

После деасфальтизации и обессмоливания (ГОСТ 11858-66) методом адсорбционной хроматографии были получены I-IV группы АУ нефти, которые спектрометрическим методом анализировались на рефрактометре (ИРФ-23). Было показано, что присутствующие в нефти насыщенные метано-нафтеносые углеводороды (42.40 % масс.) имеют показатели преломле-

ния  $n_D^{20}=1.4773$ . Показатели остальных АУ (44/56 % масс.) и САВ (13 % масс.) распределены по I-IV группам. В I – группе (14.85 % масс.)  $n_D^{20} = 1.5375$ ; во II – группе АУ (4.34 % масс.)  $n_D^{20} = 1.5375$ ; в III – группе АУ (8.07 % масс.)  $n_D^{20} = 1.5682$ ; в I-IV группе АУ (17.30 % масс) из-за большого содержания асфальтеновых радикалов  $n_D^{20}=0$ . Молекулярная масса с 254 (метано-нафтеновые углеводороды) увеличивается и в III – группе АУ равна 1305 [16].



**Рис. 4. Электронные спектры поглощения АУ в I-IV группах Западно-Абшеронской нефти:** а – метано-нафтеновые углеводороды; б – I группа АУ; в – II группа АУ; г – III группа АУ. В гексановых растворах I – группы АУ (а)  $C_1=0.006$  %, (б)  $C_2=0.002$  %; II – группы АУ (а I)  $C_1=0.05$  %, (б)  $C_2=0.003$  %; III – группы АУ,  $C_1=0.09$  %; (б)  $C_2=0.002$  %

Из приведенных УФ-спектров (рис. 4.) видно, что в этих фракциях наблюдаются спектры поглощения производных бензола 200–215 нм, нафталинов 220–230 нм, фенантронов 245–260 нм, антраценов 272–290 нм, процентные содержания которых приведены в табл. 7.

Проведено также визуальное наблюдение за цветом люминесценции всех исследуемых фракций под ртутной лампой ПРК-4 (фильтр УФС-1 >200 нм). Фракции (0–200 °С), (85–180 °С), (120–230 °С) имеют слегка желтоватый оттенок, т.е. в этих фракциях по ИК-спектрам полосы поглощения С-С и С-Н-связи бензольного кольца отсутствуют. Свечение во фракциях (140–320 °С), (150–280 °С) слабо-желтое, присущее смолам. Цвет люминесценции в последних, очевидно, обусловлен более высокомолекулярными соединениями, возбуждение которых происходит путём “каскадной передачи” энергии от относительно низкомолекулярных соединений.

Судя по ЭПР спектрам, во фракции (0–200 °С) концентрация  $R_{\text{асф.}}^{\bullet}$  ( $\Delta H_{\text{шир}}=0.88$  мТл,  $g=2.0023$ ) уменьшилась. При дальнейшем фракционировании, начиная с фракции (85–180 °С) и далее, наблюдается постепенное уменьшение концентрации  $R_{\text{асф.}}^{\bullet}$ . При этом во фракции (120–230 °С), (150–280 °С) отчетливо обнаруживается линия ЭПР ( $\Delta H_{\text{шир}}=7.5$  мТл,  $g=2.4$ ), которая, судя по ширине спектра не может принадлежать металлокомплексным соединениям. Это спектр замещенного ароматического углеводорода, который был обнаружен в Заглынской нефти (см. рис. 2). Можно утверждать, что они принадлежат замещённым ароматическим углеводородам [13–15].

Визуальное наблюдение за цветом люминесценции фракций показало, что во фракциях (120–230 °С), (150–280 °С) цвет люминесценции светло-жёлтый, присущий смолисто-асфальтеновым веществам. По-видимому это тот случай, когда в этих фракциях еще достаточно много  $[R_{\text{асф.}}^{\bullet}]$ , которые экранируют ароматические углеводороды и они не люминесцируют, но

когда их становится заметно меньше, то последние фракции (140–350 °С), (180–350 °С) люминесцируют сине-фиолетовым цветом, присущим замещённым ароматическим углеводородам – антрацену и фенантрону. ИК-спектроскопическим анализом было установлено также, что в этих фракциях наблюдается идентичность концентрации бензольных ароматических колец. Для подтверждения сказанному был исследован структурно-групповой состав фракций (120–230 °С), (140–350 °С), (180–350 °С) в спектрах ЭПР которых наблюдались дублетные линии ЭПР замещённых ароматических углеводородов (см. рис. 3).

Следующим объектом исследования является тяжелая Балаханская нефть со следующими физико-химическими характеристиками: плотность при 20 °С -919 кг/м<sup>3</sup> молекулярной массой -382, вязкость при 20–50 °С -135, 0–25.8 мм<sup>2</sup>/с, температура застывания 37 °С, коксуемость -2.88 %, кислотное число 2.5 мг КОН/г, смол -14 %, асфальтенов 0.80 %, парафина – 0.62 %, серы -0.30 %. После деасфальтизации и обессмоливания нефти (ГОСТ 11858-66) методом адсорбционной хроматографии были получены I-IV группы АУ нефти Балаханы, которые спектрометрическим методом анализировались на рефрактометре (марка ИРФ-23). К I-группе АУ относятся фракции  $n_D^{20}$  -1.5220; ко II группе АУ  $n_D^{20}$  -1.5400; к III-группе АУ  $n_D^{20}$  -1.5770, к IV-группе -1.5808. Плотность их менялась в интервале 0.9342–1.0050, а молекулярная масса 353–580.

При возбуждении групп АУ неразложённым светом ртутной лампы (ПРК-2) с использованием светофильтров УФС-1 (область пропускания: 240–400 нм) происходит их люминесценция с различным цветом и интенсивностью. I группа АУ не обладает видимой люминесценцией, II группа – слабой люминесценцией сине-голубого цвета, I II, IV группы имеют интенсивную люминесценцию бирюзового и желтого цветов. Наличие в нефти АУ указывают на то, что последние могут выступать в качестве фотосенсибилизаторов нафтено-парафиновых углеводородов с образованием радикалов. Для выяснения механизма спектрально-люминесцентных свойств, большое значение имеют нефтяные системы, в составе которых содержатся только ароматические углеводороды. При этом большое практическое значение имеют АУ, имеющие, главным образом, три и более конденсированных бензольных колец, обладающие, как известно, видимой люминесценцией. АУ в нефти и нефтепродуктах содержатся в виде “голых” и замещённых представителей [17]. В продуктах первичной переработки нефти АУ состоят практически только из замещённых.

Утяжеление состава добываемых нефтей заставляет искать принципиально новые методы их рационального использования. Создание новых технологий получения соединений на основе нефтяного сырья в свою очередь зависит от объема и глубины информации о составе, строении и специфических свойствах нефтяных компонентов. Вследствие этого представляет большой интерес всестороннее изучение состава фракций и её тяжелых остатков >500 °С Абшеронской нефти. Абшеронская нефть добывается с морских глубин азербайджанского сектора Южного Каспия. Исследуемая нефть тяжелая, (920 г/см<sup>3</sup>) высокосмолистая, малосернистая, малопарафинистая. Выход светлых продуктов по ГОСТ 2177-99 составляет от 200 °С – 4 % до 300 °С – 26 %.

В работе исследовалась Абшеронская нефть и её остаточные 50°-ные фракции, полученные на аппарате дистилляции нефти (США) до 350 °С по ASTM 2892 и до 500° по ASTM 5236 [18]. Выход фракций от начала кипения до 350 °С и от 350 °С до 500 °С составил 36.46 и 27.62 % масс., выход остатков выше 350 °С и 500 °С составил по 63.36 и 35.86 % масс. соответственно. Физико-химические показатели фракций, полученных из нефти “Абшерон”, приведены в табл. 8.

Исследование компонентного состава 50°-ных фракций Абшеронской нефти проводили на Фурье-спектрометре в диапазоне 600–4000 см<sup>-1</sup>. Благодаря применению Фурье преобразователя, использование ИК-спектрометрии в настоящее время является общепринятым подходом при выполнении комплексных исследований состава нефтей различных месторождений [11, 12]. При этом подавляющее большинство работ связано с методами идентификации и определения содержания углеводородных соединений, присутствием неразветвленных парафинистых структур, степенью разветвленности парафинистых цепей, ароматичностью и т. д.

Показатели	Молекулярный вес	Плотность, $\rho_{20}$ , кг/м <sup>3</sup>	Температура застывания, °С	$n_D^{20}$	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	Индекс вязкости 40/100	Кислотное число, мг/г (КОН)	Цвет люминесценции	Содержание, % масс.	Выход на нефть, % масс.
Фракция 150–200 °С	161	803.3	–	1.4424	20 °С 1.50	–	25.50	–	–	5.09
Фракция 200–260 °С	214	849.8	–	1.4670	20 °С 3.29	–	149.87	Слегка фиолетовый	–	9.28
Фракция 260–300 °С	278	885.0	–	1.4862	20 °С 7.55	–	272.91	Фиолетовый	–	7.26
Фракция 300–350 °С	327	904	–62	1.4889	100 °С 2.32 40 °С 9.43	3.411	409.37	Голубовато* фиолетовый	–	11.67
Фракция 400–450 °С	438	932.2	–28	1.4950	100 °С 47.09 40 °С 84.43	0.31	–	Голубовато* фиолетовый	–	16
Фракция 450–500 °С	506	944.2	–12	1.5090	40 °С 428.3 90 °С 16.98	0.32	–	Бирюзовый	–	10.63
Фракция > 500 °С	–	986.5	22	–	–	–	–	–	10.52 0.54	35.86

Из представленных ИК-спектров рассчитанные спектральные коэффициенты по оптической плотности полос поглощения углеводородов, смол и асфальтенов в определенной области спектра приводятся в табл. 9.

Таблица 9

Наименование продукта	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	A, % масс.
Фракция 200-260 °С	–	0.1	0.56	23.7	–
Фракция 260-300 °С	0.33	1.13	0.56	12.83	13.9
Фракция 300-350 °С	0.35	0.14	0.57	11.57	17.4
Фракция 400-450 °С	0.4	0.1	0.61	11.0	21.1
Фракция 450-500 °С	0.5	0.09	0.61	10.1	22.3
Смола	1.66	0.31	0.56	2.15	–
Асфальтены	3.67	0.31	0.58	1.55	–

Для сравнительных сопоставлений исследованных фракций использовали спектральные коэффициенты, характеризующие их структурно-групповой состав:  $C_1$  (ароматичность) –  $D_{1600}/D_{720}$ ;  $C_2$  (окисленность) –  $D_{1710}/D_{1465}$ ;  $C_3$  (разветвленность) –  $D_{1380}/D_{1465}$ ;  $C_4$  – (парафинистость) –  $(D_{1380} + D_{720})/D_{1600}$  [18].

По данным ИК-спектрального анализа во фракциях данной нефти происходит увеличение содержания ароматических структур и снижения содержания парафиновых структур, о чем свидетельствует возрастание значения показателя ароматичности (A) при снижении значения показателя парафинистости ( $C_4$ ). ИК – спектры смол и асфальтенов характеризуются большими интенсивностями полос поглощения ароматических структур при  $1600 \text{ см}^{-1}$  и в области ароматического триплета при  $730\text{--}900 \text{ см}^{-1}$ . Рост интенсивности соответствующих полос поглощения находит отражение и в увеличении показателя ароматичности асфальтенов и смол (см. табл. 9). Наблюдаемое увеличение интенсивности полос поглощения при  $1710, 1100\text{--}1200, 1030, 400\text{--}500 \text{ см}^{-1}$  с повышением температуры вероятно свидетельствует о протекании деструктивных окислительных процессов, сопровождающихся конденсацией ароматических колец. Присутствие неразветвленных парафинистых структур доказывается полосами поглощения при  $720$  и  $1300 \text{ см}^{-1}$ . Степень разветвленности парафинистых цепей углеводородов оценивается по полосам поглощения в области  $1380$  и  $1465 \text{ см}^{-1}$ , которую можно характеризовать с помощью коэффициента  $\beta$ , представляющего собой отношение интенсивностей наиболее характеристических полос поглощения для  $\text{CH}_3$  и  $\text{CH}_2$  групп. Таким образом, чем больше это соотношение  $\beta_{1464}^{720} = \frac{V_{1464}}{V_{720}}$ , тем выше степень разветвленности парафинистых структур в неф-

ти и её фракциях. Для исследования ароматических структур наиболее информативны полосы поглощения  $812\text{--}816\text{ см}^{-1}$  и  $1600\text{ см}^{-1}$ :  $\beta_{1600}^{1464} = \frac{V_{1600}}{V_{1464}}$ , т.е. чем больше это соотношение, тем выше степень ароматизации нефтепродуктов (А).

Исследование структурно-группового состава некоторых фракций Абшеронской нефти на спектрофотометре “Spekord UV-Vis” в области  $200\text{--}800\text{ нм}$  дало возможность определить наличие фенантроновых ( $255\text{ нм}$ ), антраценовых ( $226\text{ нм}$ ) и бензфенантроновых ( $295\text{ нм}$ ) групп. Наличие в нефтях и в её фракциях полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) указывает на то, что они могут выступать в качестве фотосенсибилизаторов разложения органических соединений спиртов, парафинов и др. [25]. Для этого не понадобится специальное их облучение, так как ПАУ хорошо поглощают видимую область солнечного излучения.

Наблюдаемое уменьшение сигнала ЭПР асфальтеновых радикалов при фракционировании нефти дало возможность выявить спектры ионов некоторых окислов металлов. Таким образом было установлено, что спектры ЭПР Абшеронской нефти и её фракции, в основном, состоят из одиночного узкого сигнала, характерного для  $R_{\text{асф.}}^*$  ( $\Delta H_{\text{общ.}}=0.88\text{ мТл}$ ,  $g=2.0023$ ) и широкой линии ионов оксидов железа ( $\Delta H_{\text{общ.}}=168.1\text{ мТл}$ ,  $g=2.24$ ), микрокристаллов окиси меди ( $\Delta H_{\text{общ.}}=108.9\text{ мТл}$ ,  $g=2.27$ ), хлористого никеля ( $\Delta H_{\text{общ.}}=117.4\text{ мТл}$ ,  $g=2.2$ ) (см. рис. 2). К сожалению, низкое процентное содержание некоторых микроэлементов, содержащихся в Абшеронской нефти, лежит намного ниже предела чувствительности радиоспектрометра и поэтому их спектры ЭПР не обнаруживаются. Однако уже для фр.  $150\text{--}200\text{ }^\circ\text{C}$  и фр.  $200\text{--}260\text{ }^\circ\text{C}$  наблюдается ЭПР сигнал с  $\Delta H_{\text{общ.}}=25\text{ мТл}$ ,  $g=2.2$ , который четко обнаруживается во фр.  $260\text{--}300\text{ }^\circ\text{C}$ . В остаточных фракция  $300\text{--}350\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $400\text{--}450\text{ }^\circ\text{C}$  и  $450\text{--}500\text{ }^\circ\text{C}$  концентрация  $R_{\text{асф.}}^*$  увеличивается, а интенсивность линии ЭПР с  $\Delta H_{\text{общ.}}=25\text{ мТл}$  уменьшается, но не исчезает. По данным ИК-спектрального анализа для фр.  $260\text{--}300\text{ }^\circ\text{C}$  наблюдается уменьшение концентрации полиароматических углеводородов и процентного содержания ароматических углеводородов (см. табл. 9).

Исследовалась также товарная Абшеронская нефть и её остаточные  $50^\circ$ -ные фракции, полученные на аппарате дистилляции нефти (США) до  $350\text{ }^\circ\text{C}$  по ASTM 2892 и до  $500^\circ$  по ASTM 5236. Выход фракций от начала кипения до  $350\text{ }^\circ\text{C}$  и от  $350\text{ }^\circ\text{C}$  до  $500\text{ }^\circ\text{C}$  составил  $36.46$  и  $27.62\%$  масс., выход остатков выше  $350\text{ }^\circ\text{C}$  и  $500\text{ }^\circ\text{C}$  составил по  $63.36$  и  $35.86\%$  масс. соответственно [18, 19].

Таблица 10

Наименование образца	Показатели									
	Выход на нефть, % масс.	Плотность при $20\text{ }^\circ\text{C}$ , $\text{кг/м}^3$	Температура застывания, $^\circ\text{C}$	Содержание, % масс.		Условная вязкость, при:			Температура вспышки, $^\circ\text{C}$	
				кокс	сера	$30\text{ }^\circ\text{C}$	$80\text{ }^\circ\text{C}$	$100\text{ }^\circ\text{C}$	в закрытом тигле	в открытом тигле
Товарная нефть	-	919.4	Минус 34	3.64	0.31	10.46	-	-	25	-
Остаток $>350\text{ }^\circ\text{C}$ из товарной нефти	63.36	959.0	$\pm 0$	6.08	0.41	-	-	-	-	240
Остаток $>500\text{ }^\circ\text{C}$ из товарной нефти	35.86	986.5	22	10.52	0.54	-	-	-	-	316

Спектры ЭПР нефти и остаточных фракций состоят из одиночного сигнала ЭПР с  $H_{\text{шир}}=0.88\text{ мТл}$  (для нативной товарной нефти Абшерон) и  $H_{\text{шир}}=0.64\text{ мТл}$  для фракций  $>350\text{ }^\circ\text{C}$  и  $>500\text{ }^\circ\text{C}$ , характерной для асфальтеновых радикалов [20]. Рассчитанные абсолютные концентрации [19] и другие характеристики приведены в табл. 10. Наблюдаемое различие в ширинах линий ЭПР обусловлено структурой. Возможно, это связано с более плотной структурой асфальтеновых радикалов (молекул), подвергшихся обработке (окисление при  $>350\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $>500\text{ }^\circ\text{C}$ ), которые характеризуются низкой долей алифатических заместителей ( $K_1$ ,  $K_4$ ) и большей долей конденсированного ядра ( $K_1$ ) [21].

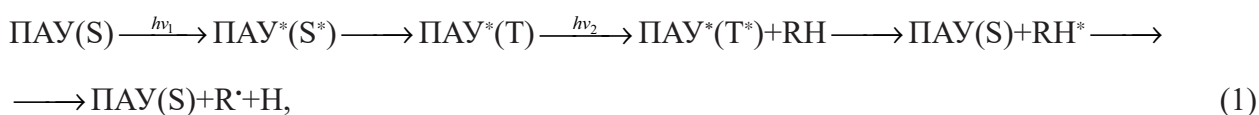
Полученные результаты спектроскопических исследований нефти Абшерон и её остаточных фракций  $>350\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $>500\text{ }^\circ\text{C}$ , указывают на их рациональное использование в качестве вяжущего для асфальтобетонов, применяемых в дорожном строительстве и т.д. Но для этого, как

считают авторы [22, 23], необходимо провести предварительное исследование парамагнитных свойств камня и песка. Считается, что если парамагнетизм каменного материала, характеризуемый как основной, в среднем соответствует парамагнетизму вязущего нефтяного сырья и полученного из него битума, это способствует хорошему совмещению этих материалов [22]. Если парамагнетизм каменного материала высок, то могут возникнуть искажения из-за несовместимости материалов, что приводит к преждевременному старению асфальтобетона.

Несмотря на большое количество работ по исследованию компонентов высококипящих фракций нефти, связанных с продуктами вторичной переработки, на основе которых получен ряд очень важных нефтепродуктов, продукты первичной переработки нефти, а также тяжелые нефтяные остатки (ТНО) этих нефтей все еще остаются малоизученными. Между тем полученные тяжелые нефтяные остатки первичной переработки имеют большие преимущества: содержание ароматических углеводородов в них меньше; они более безвредны, экологически чисты и имеют огромные сырьевые ресурсы.

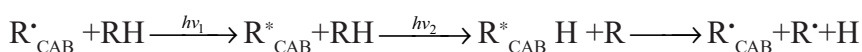
### Заключение

Под воздействием ионизирующего излучения путем взаимодействия возбужденных молекул полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) – нафталиновые, фенантроновые, хризеновые, бензфенантроновые, пиреновые, периленовые группы (суммарное содержание которых около 40 % масс.), известных инициаторов фотохимических процессов, присутствующих в нефти с молекулами органических соединений – спиртов, парафинов в результате двухфотонного поглощения молекулами ПАУ, выступающими в качестве фотосенсибилизаторов, с переводом их в высоковозбужденное триплетное состояние  $PAU^*(T^*)$  [24]. Находясь на триплетном уровне, и, обладая большой длительностью жизни (2.5 и 3 с), ароматическая молекула имеет возможность поглотить еще один квант энергии  $h\nu_2$  с переходом на более высоковозбужденный триплетный уровень  $T^*$ . Двукратно фотоактивированная молекула ПАУ может передать энергию молекулам спиртов и парафинов, находящихся по соседству и вызвать разрыв валентной связи с образованием спиртовых, алкильных радикалов ( $R^*$ ) и атомарного водорода по реакции:



где S,  $S^*$  и T,  $T^*$  – соответственно основные и возбужденные синглетные и триплетные состояния молекул ПАУ. Атомы H вступают в реакцию с углеводородами RH по реакции  $RH + H \rightarrow R^* + H_2$  с образованием радикалов и молекулярного водорода. Радикалы  $R^*$  легко реагируют с  $O_2$  с образованием пероксидных радикалов.

Процессы фотосенсибилизированного разложения органических соединений в нефтяной системе в присутствии САВ и асфальтенов могут также привести к генерации атомарного водорода по одноквантовому механизму [25] с использованием квантов света с относительно малой энергией около 2 эВ по реакции:



H, обладая высокой реакционной способностью и большой подвижностью, легко мигрируя к неспаренному электрону углеродного атома, способствует дезактивации ядра асфальтеновой молекулы со значительным выходом светлых нефтепродуктов. Наличие свободных радикалов в САВ, а также образующиеся при фотооблучении солнечным светом их электронно-возбужденные состояния, могут сыграть определенную роль в фотохимических процессах рассматриваемых нефтяных систем. При фотовозбуждении свободных радикалов САВ (обычно являющихся инертными, но стабильными) под действием фотооблучения длинноволновым оптическим излучением происходит их активация, способствующая деструкции исследуемых соединений по C-C и C-H связям с образованием алкильных радикалов и атомарного водорода

[25]. Анализ полученных данных дает основание предположить, что возможно с этой точки зрения в данном случае для исследуемой легкой товарной нефти, весьма полезным и своевременным является очистка нефти от САВ и асфальтенов при её фракционировании.

### Список литературы

1. Самедова Ф.И., Гусейнова Б.А., Абдуллаева Ю.А. Нефти перспективных месторождений Каспия и Прикаспия // Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2004, № 4, с. 33-36.
2. Самедова Ф.И., Гусейнова Б.А. Азербайджанские нефти новых месторождений и их гетероатомные соединения. – Баку: Элм, 2009, с. 106-108.
3. Надиров Н.К., Котова А.В., Камянов В.Ф., Тутов В.И. и др. Металлы в нефтях. – Алма-Ата: Наука, 1984, 447 с.
4. Суняев З.И., Сафиева Р.З. Общие закономерности физико-химической технологии нефти // Химическая технология топлив и масел, 1988, № 7, с. 5-8.
5. Мустафина Е.А., Полетаева О.Ю., Рольник Л.З., Мовсумзаде Э.М., Егупкин Э.Л. Металлосоединения нефтей, их практические свойства и возможность выделения из нефтей и нефтяных вод // Нефтепереработка и нефтехимия, 2016, № 5, с. 16-18.
6. Джафарова Р.А., Наджафова М.А., Абдуллаева Ю.А., Йолчуева У.Дж. Физико-химические исследования нефти Сураханского месторождения // Нефтепереработка и нефтехимия, 2015, № 3, с. 26-28.
7. Мамедов А.П., Наджафова М.А., Джафарова Р.А., Салманова Ч.Г. Ахмедбекова С.Ф. Фотохимические превращения нефти Абшеронского района в природной среде // Автогаз. + Альтернативное топливо, Россия, 2012, № 8(68), с. 28-32.
8. Odebumi E.O., Adentiyi S.A. Short communication infrared and ultraviolet spektrochrotometik analysis of fractions of crude oils and petroleum product // Bull.Chem \ Soc Etiop, 2007, v. 21(1), pp. 135-140.
9. Abbasov V.M., Najafova M.N., Abdullayeva Yu.A., Jafarova R.A. Research of paramagnetizm of ocommorty oil from the filds of Khara-Zira, Bulla-deniz, Alat-deniz, Sangachal-deniz // Processes of Petrochemistry and oil refining, 2024, № 1, v. 25 pp. 189-195.
10. Najafova M.A., Yolciyeva U.J., Rashidova S.Yu., Rzayeva N.A. Spectroscopik study of the field Zaghly // Processes of Petrochemistry and Refininq, 2023, v. 24, No 3, pp. 491-497.
11. Наканиси И.К. Инфракрасные спектры сложных молекул. – М.: Мир, 1965, 210 с.
12. Белами К. Инфракрасные спектры сложных молекул. – М.: Мир, 1963, с. 25.
13. Наджафова М.А., Абдуллаева Ю.Ф., Ахмедбекова С.Ф., Йолчуева Н.Дж., Балакишиева С.А., Байрамов М.А. Радикалы в керосиновых и дизельных фракциях Западно-Абшеронской нефти // Нефтепереработка и нефтехимия, 2021, № 9, с. 8-14.
14. Nəcəfova M.A., Jəfərova R.Ə., Abdullayeva Ya.A., Rzayeva N.A., Aləkbərova N.Q., Bayramov M.A. Qərbi–Abşeron neftində radikalaların mövcudluğu // Azərbaycan neft təsərrüfatı, 2023, № 10, s. 41-45.
15. Наджафова М.А., Абдуллаева Ю.А., Маммедов А.М., Алиева С.А., Алекперова Н.Г., Рзаева Н.А., Касумов Р.Дж. Особенности I-IV-групп ароматических углеводородов Западно-Абшеронской нефти // Мир Нефтепродуктов, 2022, № 3, с. 24-28.
16. Наджафова М.А., Абдуллаева Ю.Ф., Балакишиева С.А., Алекперова Н.Г., Касумов Р.А. Физико-химическое исследование Западно-Абшеронской нефти и некоторых её фракций // Автогаз.комплекс+Альтернативное топливо. Россия, 2019, № 8, с. 396-399.
17. Мамедов А.П., Салманова Ч.Г., Наджафова М.А., Ахмедбекова С.Ф., Джафарова Р.А. Особенности фото- и термохемиллюминесценции групп ароматических углеводородов Балаханской нефти и стадии их окисления // Нефтепереработка и нефтехимия, 2018, № 3, с. 12-17.
18. Наджафова М.А., Абдуллаева Ю.А., Шахвердиева А.Ф. Исследование методом ЭПР керосиновых и дизельных фракций Абшеронской нефти // АГЗК +Альтернативное топливо Нефтегазовый комплекс, Россия, № 4, т. 16, 2017, с. 173-176.
19. Самедова Ф.И., Наджафова М.А., Абдуллаева Ю.А., Ахмедбекова С.Ф., Шахвердиева А.Ф. Физико-химическое исследование нефти Абшерон и её остаточных фракций // Нефтепереработка и нефтехимия, 2015, № 12, с. 10-12.
20. Унгер Ф.Г., Андреева Л.Н. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов. – Новосибирск: Наука, 1995, 384 с.
21. Тухватулина Н.З., Ганеева Ю.М., Юсупов Т.Н. Особенности состава асфальтенов в нефтях из карбонатных отложений республики Татарстан: Материалы VIII Международной конференции // Химия нефти и газа, Томск, 2012, с. 44-47.
22. Эфа А.К., Цыро Л.В., Андреева Л.Н. и др. О причинах структурного старения битума // Химия и технология топлив и масел, 2002, № 2, с. 33-43,
23. Эфа А.К., Цыро Л.В., Андреева Л.Н. и др. Некоторые принципы старения асфальтобетона и способы их устранения // Химия и технология топлив и масел, 2002, № 4, с. 5-9.

24. *Наджафова М.А., Мамедов А.П., Рустамов М.И., Салманова Ч.К.* Радикалы в тяжелом газойле каталитического крекинга и закономерности генерации и гибель при фотооблучении // Нефтехимия, 2003, т. 43, № 4, с. 273-286.

25. *Наджафова М.А.* Асфальтены и смолы пиролизного происхождения – фотосенсибилизаторы органических соединений. Материалы VI Международной конференции // Химия нефти и газа, Томск, 2006, с. 465-466.

## References

1. *Samedova F.I., Quseynova B.A., Abdullayeva Yu.A.* Nefti Perspektivnykh mestorozhdeniy Kaspiya i Prikaspiya // Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozaystvo, 2004, No 4, s. 33-36.

2. *Samedova F.I., Quseynova B.A.* Azerbayzhanskyye nefti novykh mestorozhdeniy i ikh getoroatomnye soedineniya. – Baku: Elm, 2009, s. 106-108.

3. *Nadirov N.K., Kotova A.V., Kamyayov V.A. i dr.* Metally v neftiyakh. – Alma-Ata: Nauka, 1984, 447 s.

4. *Sunyaev Z.I., Safiyeva R.Z.* Obshchiye zakonomernosti fiziki-khimicheskoy tekhnologii nefti // Khimicheskaya tekhnologiya topliv i masel, 1988, № 7, s. 5-8.

5. *Mustafina Ye.A., Poletayeva O.Yu., Rol'nik L.Z., Movsumzade E.M., Yequtkin E.A.* Metallosoedineniya neftey, ikh prakticheskiye svoystva i vozmozhnost' videleniya iz neftey i nefnyanykh vod // Neftepererabotka i neftekhimiya, 2016, № 5, s. 16-18.

6. *Dzhafarova R.A., Naddzhafova M.A., Abdullayeva Yu.A., Yolchuyeva U.Dzh.* Fiziko-khimicheskiye issledovaniya nefti Surakhanskogo mestorozhdeniya // Neftepererabotka i neftekhimiya, 2015, № 3, s. 26-28.

7. *Mamedov A.P., Naddzhafova M.A., Dzhafarova R.A. Salmanova Ch.G. Axmedbekova S.F.* Fotokhimicheskiye prebrascheniya nefti Absheronskogo rayona v prirodnoy srede // Avtoqaz.+Alternativnoye toplivo, 2012, № 8 (68), s. 28-32.

8. *Odebunmi E.O., Adentiyi S.A.* Short communication infrared and ultraviolet spektrokrometicheskoye analiza of fractions of crude oils and petroleum product // Bull.Chem.Soc Etiop, 2007, v. 21(1), pp. 135-140.

9. *Abbasov V.M., Najafova M.N., Abdullayeva Yu.A., Jafarova R.A.* Research of paramagnetizm of ocommorty oil from the fields of Khara-Zira, Bulla-deniz, Alat-deniz, Sangachal-deniz // Processes of Petrochemistry and oil refining, 2024, № 1, v. 25 pp. 189-195.

10. *Najafova M.A. Yolchuyeva U.J., Rashidova S.Yu., Rzayeva N.A.* Spectroscopik study of the field Zaghly // Processes of Petrochemistry and Refining, 2023, v. 24, No 3, pp.491-497.

11. *Nakanisi I.K.* Infraqrasniye spektry slodzhnykh molekul. – M.: Mir, 1965, 210 s.

12. *Belami K.* Infraqrasniye spektry slozhnykh molekul. – M.: Mir, 1963, s. 25.

13. *Naddzhafova M.A., Abdullayeva Yu.A., Yolchuyeva U.Dzh., Axmedbekova S.F., Balakishiyeva S.A., Bayramov M.A.* Radikaly v kerosinovykh i dizelnykh fraktsiyakh Zapadno-Absheronskoy nefti // Neftepererabotka i neftekhimiya, 2021, No 9, s. 8-14.

14. *Nacafova M.A., Cafarova R.A., Abdullayeva Yu.A., Rzayeva N.A., Alekperova H.Q., Bayramov M.A.* Qerbi-Absheron neftinde radikalların movcudlughu // Azerbaycan neft teserrufati, 2023, № 10, s. 41-45.

15. *Najafova M.A., Abdullayeva Yu.A., Mamedov A.M., Aliyeva S.A., Alekperova N.A., Rzayeva N.A., Kasumov R.Zh.* Osobennosti I-IV-grup aromaticeskikh uglevodorodov Zapadno-Absheronskoy nefti // Mir Nefteproduktov, 2022, № 3, s. 24-28.

16. *Najafova M.A., Abdullayeva Yu.F., Balakishiyeva S.A., Alekperova N.A., Kasumov R.A.* Fiziko-khimicheskoye issledovaniye Zapadno-Absheronskoy nefti i nekotorykh yeyo fraktsiy // Avtoqaz.+Alternativnoye toplivo, Rossiya, 2019, № 8, s. 396-399.

17. *Mamedov A.P., Salmanova Ch.K., Najafova M.A., Akhmedbekova S.F., Dzhafarova R.A.* Osobennosti foto- i termokhemiluminessensiya grupp aromaticeskhykh uglevodorodov Balaxanskoy nefti i stadii ikh okisleniya // Neftepererabotka i neftekhimiya, 2018, № 3, s.12-17.

18. *Najafova M.A., Abdullayeva Yu.F., Shakhverdiyeva A.F.* Issledovaniye metodom EPR kerosinovykh i dizel'nykh fraktsiy Absheronskoy nefti // Avtoqaz.+Alternativnoye toplivo, 2017, t. 16, № 4, s. 173-176.

19. *Samedova F.I., Naddzhafova M.A., Abdullayeva Yu.F., Akhmedbekova S.F., Shakhverdiyeva A.F.* Fiziko-khimicheskoye issledovaniye nefti Absheron i yeyo ostatochnykh fraktsiy // Neftepererabotka i neftekhimiya, 2015, № 12, s. 10-12.

20. *Unqer F.Q., Andreeva L.N.* Fundamental'niye aspekty khimii nefti. Priroda smol i asfal'tenov. – Novosibirsk: Nauka, 1995, 384 s.

21. *Tuxvatulina N.Z., Qaneeva Yu.M., Yusupov T.N.* Osobennosti sostava asfal'tenov v neftiyakh iz karbonatnykh otlozheniy respubliky Tatarstan. Materiali VIII Mezhdunarodnoy konferentsii // Khimiya nefti i qaza, Tomsk, 2012, s. 44-47.

22. *Efa A.K., Tsyro L.V., Andreeva L.N. i dr.* O prichinakh strukturnoqo stareniya bituma // Khimiya i tekhnologiya topliv i masel, 2002, № 2, s. 33-43.

23. *Efa A.K., Tsyro L.V., Andreeva L.N. i dr.* Nekotorye printsipy stareniya asfal'tobetona i sposoby ikh ustraneniya // Khimiya i tekhnologiya topliv i masel, 2002 № 4, s. 5-9.

24. *Naddzhafova M.A., Mamedov A.P., Rustamov M.I. Salmanova Ch.K.* Radikaly v tyazholom qazoye kataliticheskogo krekinqa i zakonomernosti generatsii i gibeli pri fotoobluchenii // Neftekhimiya, 2003, t. 43, № 4, s. 273-286.

25. *Naddzhafova M.A., Mamedov A.P.* Asfal'teny i smoly piroliznogo proiskhozhdeniya – fotosensibilizatory organicheskikh soedineniy. Material VI Mezhdunarodnoy konferentsii // Khimiya nefti i qaza, Tomsk, 2006, s. 465-466.

# Changes in the wettability and absorption behaviour of radiation-induced pipe line sediments

**M.A. Ponyakin**

Azerbaijan State Oil and Industry University

**e-mail:** ponyakinmaksim@gmail.com

**Keywords:** radiation, pipeline, sedimentation, wettability, absorption.

This study investigates changes in the flow and wetting behaviour of complex deposits such as asphaltenes, paraffin, and corrosion products in pipeline systems under the influence of ionising radiation. Ionising radiation (gamma, neutron, etc.) fundamentally alters surface energies, creating irreversible changes in the molecular structure of materials, such as bond breaking and the formation of cross-links. Within the scope of the study, the effects of radiation-induced surface changes on contact angle, the effects of pore structure collapse on capillary suction dynamics, and, in particular, the critical effects of this phenomenon on flow resistance in nuclear facilities (such as the Akkuyu NGS) were analysed. The analyses show that radiation can transform hydrophobic deposits into a hydrophilic structure, leading to swelling of the deposits and deterioration of permeability. Therefore, it is emphasised that the effects of radiolysis and surface-fluid interactions at the molecular level must be considered to ensure flow safety in pipelines containing radionuclides.

The effect of ionizing radiation on deposits accumulated in pipelines is not limited to changes in chemical composition; it also causes transformations in surface free energy, contact angle, and the interaction equilibrium at the solid-liquid interface. Particularly in heterogeneous deposits consisting of asphalt, paraffin, and corrosion products, radiation-induced bond breaking, cross-linking, and accumulation of polar functional groups can cause surfaces that were initially hydrophobic to become more hydrophilic over time. This change causes the sediment layer to become more wetted when it comes into contact with the liquid, alters the way it adheres to the surface, and complicates its interactions with the inner surface of the pipe. Therefore, in the analysis of radiation-induced pipe interior deposits, not only mechanical blockage should be evaluated, but also the surface changes caused by radiation and their effects on wettability should be considered.

Another important effect of radiation manifests in the porous structure of the sediment layer and its capillary absorption behavior. Microstructural damage in the sediment structure can lead to narrowing or irregular expansion of the pores, which in turn affects the rate at which the fluid advances through the sediment. Furthermore, changes in fluid viscosity, surface tension, and interfacial equilibrium caused by radiolysis processes cause deviations from the classical behavior of capillary suction dynamics. This process can cause the sediment to acquire a structure that retains more moisture, swells, and becomes less permeable. As a result, the effective cross-section of the pipe narrows, pressure losses increase, and surface roughness increases further due to the effect of corrosion products. Therefore, sediments exposed to radiation should be considered not only as passive accumulation material but also as an active and variable porous medium that directly affects the flow regime.

In this context, changes in the wettability and liquid absorption properties of deposits in nuclear facilities, and particularly in pipelines carrying radionuclides, are directly important in terms of flow safety and operational continuity. Sediments that become increasingly hydrophilic under radiation and increase their water retention capacity negatively affect system performance by increasing the pumping load while also reducing heat transfer efficiency. In addition, prolonged contact between the liquid trapped in the sediment and the metal surface can accelerate local corrosion processes. On the other hand, sediment particles that become brittle or break off due to structural weakening can be transported along the pipeline, causing new blockages. To prevent such complications, mechanical cleaning methods alone are not sufficient for the safe operation of pipelines; the effects of radiolysis, changes in contact angle, increased moisture absorption tendency, and molecular interactions at the sludge-liquid interface must all be evaluated together. This holistic approach is critical for planning maintenance periods, selecting appropriate materials, and developing preventive monitoring strategies, especially in systems with high radiation environments such as the Akkuyu NGS.

M.A. Ponyakin  
Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

**Açar sözlər:** radiasiya, boru xətti, çöküntü, islanma, absorbsiya.

Bu tədqiqat, ionlaşdırıcı şüalanmanın təsiri altında boru kəməri sistemlərində asfaltenlər, parafinlər və korroziya məhsulları kimi mürəkkəb çöküntülərin axın və islanma davranışındakı dəyişiklikləri araşdırır. Ionlaşdırıcı şüalanma (qamma, neytron və s.) səth enerjilərini kökündən dəyişdirərək materialların molekulyar strukturunda dönməz dəyişikliklər, məsələn, rəbitənin qırılması və çarpaz əlaqələrin əmələ gəlməsi yaradır. Tədqiqatın əhatə dairəsi daxilində, radiasiyanın yaratdığı səth dəyişikliklərinin təmas bucağına təsiri, məsamə strukturunun çök-məsinin kapilyar əmmə dinamikasına təsiri və xüsusilə də bu fenomenin nüvə qurğularında (məsələn, Akkuyu NGS) axın müqavimətinə kritik təsirləri təhlil edilmişdir. Təhlillər göstərir ki, radiasiya hidrofob çöküntüləri hidrofilyar quruluşa çevirə bilər və bu da çöküntülərin şişməsinə və keçiriciliyin pisləşməsinə səbəb olur. Buna görə də, radionuklidlər ehtiva edən boru kəmərlərində axın təhlükəsizliyini təmin etmək üçün molekulyar səviyyədə radioliz və səth-maye qarşılıqlı təsirlərinin təsirlərinin nəzərə alınmasının vacibliyi vurğulanır.

Ionlaşdırıcı şüalanmanın boru kəmərlərində yığılan çöküntülərə təsiri yalnız kimyəvi tərkibdəki dəyişikliklərlə məhdudlaşmır; o, həmçinin səth sərbəst enerjisində, təmas bucağında və bərk-maye sərhədində qarşılıqlı təsir balansında dəyişikliklərə səbəb olur. Xüsusilə asfalt, parafin və korroziya məhsullarından ibarət heterojen çöküntülərdə radiasiya ilə əlaqəli rəbitənin qırılması, çarpaz bağlanması və polyar funksional qrupların toplanması əvvəlcə hidrofob olan səthlərin zamanla daha hidrofilyarlaşmasına səbəb ola bilər. Bu dəyişiklik çöküntü təbəqəsinin maye ilə təmasda olduqda daha çox islanmasına, səthə yapışma tərzinin dəyişməsinə və borunun daxili səthi ilə qarşılıqlı təsirin çətinləşməsinə səbəb olur. Buna görə də, radiasiya ilə əlaqəli boru daxili çöküntülərinin təhlilində yalnız mexaniki tıxanma deyil, həm də radiasiyanın yaratdığı səth dəyişiklikləri və onların islanmaya təsirləri nəzərə alınmalıdır.

Radiasiyanın digər mühüm təsiri çöküntü təbəqəsinin məsaməli strukturunda və onun kapilyar udma davranışında özünü göstərir. Çöküntü strukturundakı mikrostruktur zədələnməsi məsamələrin daralmasına və ya qeyri-müntəzəm genişlənməsinə səbəb ola bilər ki, bu da öz növbəsində mayenin çöküntüdən keçmə sürətinə təsir göstərir. Bundan əlavə, radioliz prosesləri nəticəsində mayenin özlüklüyündə, səth gərginliyində və səthlərarası tarazlıqda dəyişikliklər kapilyar sorma dinamikasının klassik davranışından sapmalara səbəb olur. Bu proses çöküntünün daha çox nəm saxlayan, şişən və daha az keçirici olan bir quruluş əldə etməsinə səbəb ola bilər. Nəticədə, borunun effektiv en kəsiyi daralır, təzyiq itkiləri artır və korroziya məhsullarının təsiri səbəbindən səth kələ-kötürlüyü daha da artır. Buna görə də, radiasiyaya məruz qalan çöküntülər yalnız passiv yığılma materialı kimi deyil, həm də axın rejiminə birbaşa təsir edən aktiv və dəyişkən məsaməli mühit kimi qəbul edilməlidir.

Bu kontekstdə, nüvə qurğularında, xüsusən də radionuklidlər daşıyan boru kəmərlərindəki çöküntülərin islanma və maye udma xüsusiyyətlərindəki dəyişikliklər axın təhlükəsizliyi və əməliyyat davamlılığı baxımından birbaşa vacibdir. Radiasiya altında getdikcə hidrofilyarlaşan və su saxlama qabiliyyətini artıran çöküntülər, nasos yükünü artırmaqla yanaşı, istilik ötürmə səmərəliliyini də azaltmaqla sistemin işinə mənfi təsir göstərir. Bundan əlavə, çöküntüdə qalan maye ilə metal səthi arasında uzun müddətli təmas yerli korroziya proseslərini sürətləndirə bilər. Digər tərəfdən, struktur zəifləməsi səbəbindən kövrəkləşən və ya qopan çöküntü hissəcikləri boru kəməri boyunca daşına bilər və bu da yeni tıxanmalara səbəb ola bilər. Bu cür fəsadların qarşısını almaq üçün boru kəmərlərinin təhlükəsiz istismarı üçün təkcə mexaniki təmizləmə üsulları kifayət deyil; radiolizin təsirləri, təmas bucağındakı dəyişikliklər, artan nəm udma meyli və çamur-maye sərhədində molekulyar qarşılıqlı təsirlər hamısı birlikdə qiymətləndirilməlidir. Bu vahid yanaşma, xüsusən də Akkuyu NGS kimi yüksək radiasiya mühitlərinə malik sistemlərdə texniki xidmət dövrlərinin planlaşdırılması, müvafiq materialların seçilməsi və profilaktik monitoring strategiyalarının hazırlanması üçün vacibdir.

## Изменения смачиваемости и абсорбционной способности отложений в трубопроводах, связанные с радиацией

М.А. Понякин

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

**Ключевые слова:** радиация, трубопровод, осаждение, смачиваемость, абсорбция.

В данном исследовании изучаются изменения в текучести и смачиваемости сложных отложений, таких как асфальтены, парафин и продукты коррозии, в трубопроводных системах под воздействием ионизирующего излучения. Ионизирующее излучение (гамма-излучение, нейтроны и др.) коренным образом изменяет поверхностную энергию, вызывая необратимые изменения в молекулярной структуре материалов, такие как разрыв связей и образование поперечных связей. В рамках исследования были проанализированы эффекты вызванных излучением изменений поверхности на краевой угол смачивания, влияние разрушения пористой структуры на динамику капиллярного всасывания и, в частности, критическое влияние этого явления на сопротивление потоку в ядерных установках (таких как АЭС Аккую). Анализы показывают, что излучение может трансформировать гидрофобные отложения в гидрофильную структуру, что приводит к набуханию отложений и ухудшению проницаемости. Поэтому подчеркивается необходимость учета эффектов радиолиза и взаимодействия поверхности с жидкостью на молекулярном уровне для обеспечения безопасности потока в трубопроводах, содержащих радионуклиды.

Воздействие ионизирующего излучения на отложения, накапливающиеся в трубопроводах, не ограничивается изменением химического состава; оно также вызывает преобразования поверхностной свободной энергии, краевого угла смачивания и равновесия взаимодействия на границе раздела твердое тело-жидкость. В частности, в гетерогенных отложениях, состоящих из асфальта, парафина и продуктов коррозии, вызванное излучением разрыв связей, сшивание и накопление полярных функциональных групп могут привести к тому, что поверхности, изначально гидрофобные, со временем станут более гидрофильными. Это изменение приводит к тому, что слой осадка становится более смачиваемым при контакте с жидкостью, изменяет способ его сцепления с поверхностью и усложняет его взаимодействие с внутренней поверхностью трубы. Поэтому при анализе отложений внутри труб, вызванных излучением, следует оценивать не только механическую закупорку, но и изменения поверхности, вызванные излучением, и их влияние на смачиваемость.

Еще одним важным эффектом радиации является изменение пористой структуры осадочного слоя и его капиллярного абсорбционного поведения. Микроструктурные повреждения в структуре осадка могут привести к сужению или неравномерному расширению пор, что, в свою очередь, влияет на скорость продвижения жидкости через осадок. Кроме того, изменения вязкости жидкости, поверхностного натяжения и межфазного равновесия, вызванные процессами радиолиза, приводят к отклонениям от классического поведения динамики капиллярного всасывания. Этот процесс может привести к тому, что осадок приобретет структуру, которая удерживает больше влаги, набухает и становится менее проницаемым. В результате эффективное поперечное сечение трубы сужается, потери давления увеличиваются, а шероховатость поверхности еще больше возрастает из-за воздействия продуктов коррозии. Поэтому осадки, подвергшиеся облучению, следует рассматривать не только как пассивный аккумулирующий материал, но и как активную и изменчивую пористую среду, непосредственно влияющую на режим потока.

В этом контексте изменения смачиваемости и абсорбционных свойств отложений на ядерных объектах, и особенно в трубопроводах, транспортирующих радионуклиды, имеют непосредственное значение с точки зрения безопасности потока и непрерывности эксплуатации. Отложения, которые становятся все более гидрофильными под воздействием радиации и увеличивают свою водоудерживающую способность, негативно влияют на производительность системы, увеличивая нагрузку на насос и снижая эффективность теплопередачи. Кроме того, длительный контакт жидкости, захваченной в отложениях, с металлической поверхностью может ускорить локальные процессы коррозии. С другой стороны, частицы отложений, которые становятся хрупкими или отламываются из-за структурного ослабления, могут переноситься вдоль трубопровода, вызывая новые засоры. Для предотвращения таких осложнений одних только механических методов очистки недостаточно для безопасной эксплуатации трубопроводов; необходимо оценивать в совокупности эффекты радиолиза, изменения краевого угла смачивания, повышенную склонность к поглощению влаги и молекулярные взаимодействия на границе раздела шлам-жидкость. Такой комплексный подход имеет решающее значение для планирования периодов технического обслуживания, выбора соответствующих материалов и разработки стратегий профилактического мониторинга, особенно в системах с высокой радиационной обстановкой, таких как АЭС Аккую.

## Introduction

One of the most significant factors jeopardising the efficiency of pipeline transportation is the accumulation of oil layers on the inner walls of pipes, which eventually obstruct the flow. The wettability properties of these oils are fundamental parameters that determine their interaction with liquids and their adhesion strength to the pipe surface.

Ionising radiation causes radical formation in the organic and inorganic chains that make up the sediment structure and leads to the accumulation of oxygen-containing polar groups (carboxyl, hydroxyl, etc.) on the surface. This process directly affects the capillary seepage rate (absorption behaviour) of the liquid into the sediment layer by altering the micro-roughness and pore structure of the surface. In particular, in radioactive environments, the 'petrification' or increased surface energy of petroleum-based deposits such as asphaltene and paraffin renders them hydrophilic, increasing the system's hydraulic resistance and triggering operational risks.

This study aims to investigate the effects of radiation on surface changes in pipeline deposits across a wide range, from the molecular level to macroscopic flow dynamics. The data used in the study is supported by various technical literature, ranging from the stabilisation effects of nanofluids to the behaviour of corrosion products in nuclear reactor cooling circuits. In this context, understanding the wettability changes caused by radiation is of vital importance, particularly for the development of pipeline maintenance and flow safety strategies in new generation nuclear facilities.

### 1. Radiation-Induced Surface Modification: Wettability Dynamics of Precipitates

The wettability properties of complex aggregates such as asphaltenes, paraffin, or corrosion products accumulated on pipe walls directly determine the adhesion force of these deposits to the pipe surface and their interaction with liquids. Ionizing radiation (gamma rays, neutron activation, etc.) causes irreversible changes in the molecular structure of these solids, fundamentally altering their surface energies and thus changing their wettability dynamics.

Figure 1 illustrates the basic mechanism of

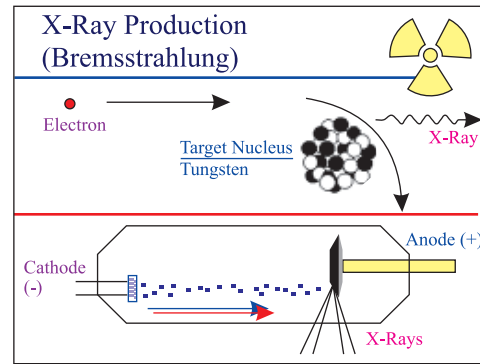


Figure 1. Basic mechanism of X-ray formation

X-ray formation and helps explain how ionising radiation may initiate surface changes in pipeline deposits.

The most fundamental effect of radiation on surfaces is that it triggers chain breaking and cross-linking reactions in polymeric or organic chains. Long-chain hydrocarbons, especially those found in petroleum-based fuels, can be converted into more reactive radicals under the influence of radiation [1].

Exposure to radiation can cause the formation of oxygen-containing functional groups (carboxyl, hydroxyl, etc.) on the surface of materials. This causes asphaltenes, which are initially hydrophobic (water-repellent), to gradually transform into a hydrophilic (water-attracting) structure over time. This change in solubility alters the capillary absorption rate within the porous structure of the asphalt. When investigating the role of nanofluids in asphaltene stabilization, it was found that surface modification reduces the agglomeration tendency of sediments and optimizes the internal interactions of the environment [2].

Figure 2 shows how surface modification changes the outer structure of a material and affects its interaction with liquids.

Not only chemical changes but also physical changes can affect wettability. Radiation can

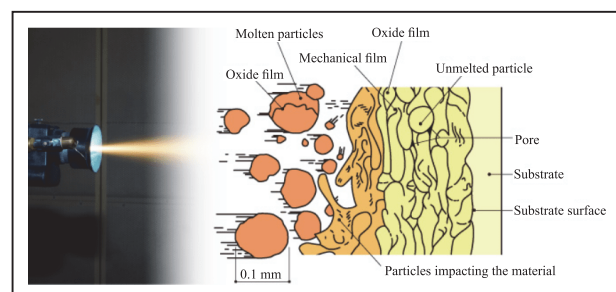


Figure 2. Surface modification changes

increase the micro-roughness of a solid surface. According to the Wenzel and Cassie-Baxter models, an increase in surface roughness pushes the existing wettability property toward more extreme conditions [3]. Studies on activated carbon and similar carbon-based adsorbents show that changes in surface and pore structure play a critical role in both wettability and capacitive performance [4].

At facilities with VVER-1200 type reactors, such as Akkuyu NGS, piping systems are exposed to high radiation doses and severe temperature fluctuations [5]. Under these conditions, the wettability properties of deposits formed on the inner surface of the pipe differ from those in traditional industrial systems [6].

## 2. The Effect of Ionizing Radiation on Capillary Absorption and Pore Structure in Iron Pipe Sediments

Oil and sediment deposits in pipeline systems are not static masses, but dynamic porous media. The effect of ionizing radiation on these structures directly impacts pipeline operational performance by altering the microarchitecture of the winding and consequently affecting fluid flow (capillary suction) within these structures.

Sediments, especially clay, sand, and hydrate-based deposits, affect the movement paths of fluids through their pore structure [7]. Such structural deformation develops more intensely under radiation, determining whether the sediment layer will become an “*impermeable barrier*” or a “*spongy absorber*.”

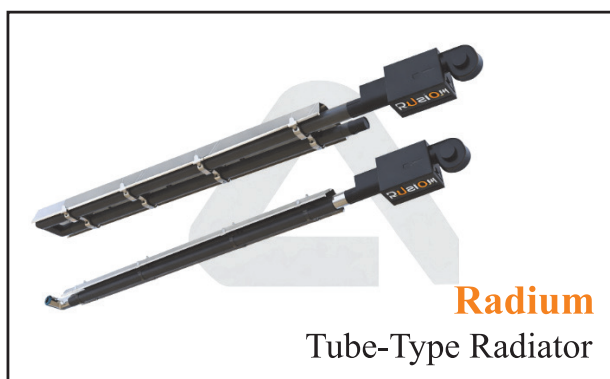


Figure 3. Tube-type pipe system

Figure 3 represents a tube-type pipe system and visually supports the discussion of radiation-related effects in pipeline structures.

Capillary absorption is the phenomenon

whereby liquids spontaneously penetrate small voids within sediments due to the effect of surface tension. Radiation alters the sediment surface while simultaneously causing radiolysis (the dissociation of liquids by ionising radiation) within the pore fluids. This alters the absorption rate calculated using the Lucas-Washburn equation by changing the viscosity and surface tension of the liquid [4].

The moisture content in the pipe wall is one of the most critical parameters affecting the swelling and absorption capacity of cakes. Precision moisture measurement devices (hygrometers and psychrometers) used in industry are employed to monitor changes in water vapour in this environment [8]. If the water retention capacity (hygroscopic properties) of the cake increases in the radiation environment, the cake layer may swell, the pore surface area of the pipe may decrease, and the flow resistance (pressure drop) may increase significantly.

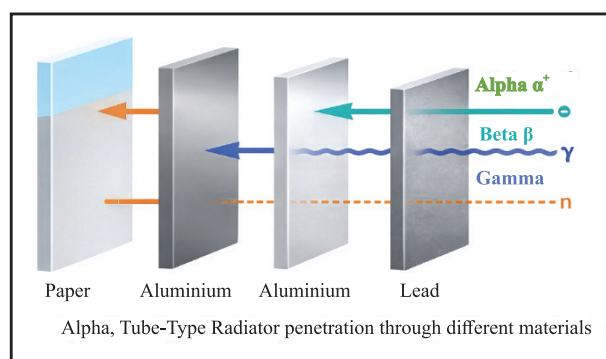


Figure 4. Penetration capacity of different types of radiation

Figure 4 shows the penetration capacity of different types of radiation through various materials and explains why radiation intensity is important for pipe deposits.

The pore structure of the shell layer affects not only the liquid but also the metallic surface of the pipeline. The microstructural properties (hardness, grain size, etc.) of the welded areas of the pipeline exhibit different resistances to scale formation and under-scale corrosion [9]. Abrasive liquids trapped within the porous layer by radiation can accelerate localised corrosion by remaining in prolonged contact with the metal surface. This situation makes monitoring the porosity of the coating particularly important during the cooling periods of VVER-1200

type reactors in nuclear facilities such as Akkuyu NGS [5].

### 3. Changes in the Wettability of Asphalt and Paraffin Deposits in Radioactive Environments

Asphalt and paraffin stones, which are the most fundamental elements threatening the operational efficiency of oil pipelines, undergo structural and thermodynamic development under radioactive radiation. These changes directly affect 'flow safety' strategies by altering the adhesion energy of the rock on the pipe wall and the interfacial tension with the liquid.

Asphalts are complex polyaromatic molecules naturally found in crude oil and stabilised with resins. Ionising radiation can disrupt the weak hydrogen bonds and van der Waals forces that maintain this equilibrium. Asphalt fractions whose surface energy changes due to radiation exhibit a tendency to agglomerate. Studies show that external interventions, such as the use of nanofluids, can reduce these stability losses through surface modification and control asphalt sedimentation [2].

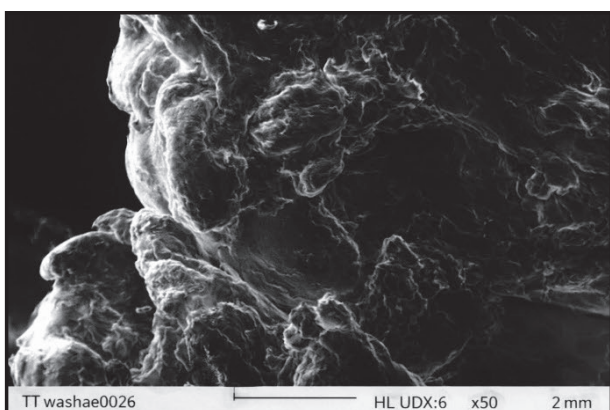


Figure 5. Fractured surface morphology of bitumen-based material

Figure 5 shows the fractured surface morphology of bitumen-based material and helps illustrate structural changes in asphalt-like deposits.

Paraffin is a high molecular weight long alkane chain that crystallises when cooled. In a radioactive environment, these long chains can be broken down by radiolysis or cross-linked by free radicals, resulting in a harder, 'petrified' structure [1].

Irradiation-modified asphaltene and paraffin layers also alter their capacity to adsorb other

particles or liquid components within the pore. In particular, the exchange mechanisms of biological sorbents with petroleum-based substances indicate that surface functional groups dominate wettability [10]. Oxygenated groups formed on the surface due to radiation cause the precipitate to absorb more water, which leads to a deterioration in the stability of the emulsion within the pore and an increased risk of clogging.

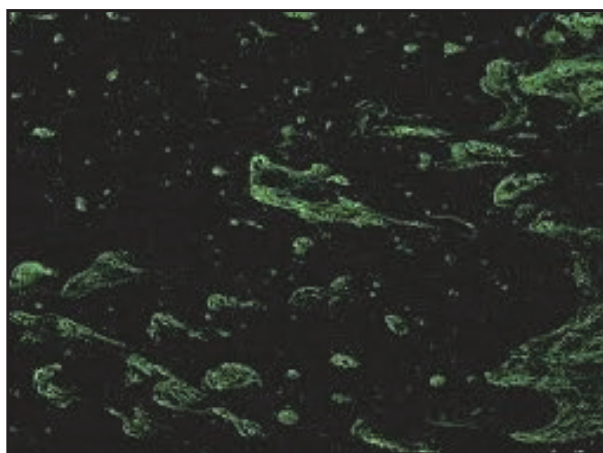


Figure 6. Surface appearance of modified bitumen material

Figure 6 presents the surface appearance of modified bitumen material and supports the explanation of changes in asphalt and paraffin deposits.

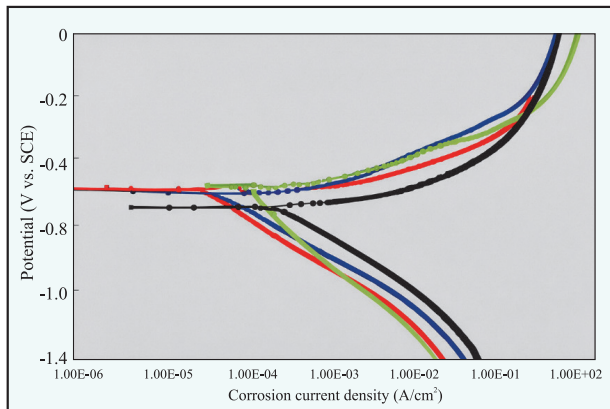
This situation, which occurs particularly in the auxiliary systems of nuclear power plants or in pipes carrying radioactive waste, increases the hydraulic resistance of the system. In facilities equipped with VVER-1200 technology, such as Akkuyu NGS, the microstructural changes and surface resistances exhibited by system components under irradiation provide critical data for determining maintenance intervals [5]. Adjusting surface hardness and edge wettability through modification methods can facilitate their removal from the pipe surface, as is the case with Pickering emulsions and similar colloidal systems [3].

### 4. The Effect of Changes in Moisture Absorption on the Flow Resistance of Radiation-Induced Corrosion Products

Over time, iron oxides, calcium carbonate and other inorganic corrosion products formed on the inner surfaces of pipeline walls undergo

structural and chemical transformations in radiation environments. These changes directly affect the fluid dynamics and energy loss (pressure drop) within the pipeline by altering the permeability of the rock layer.

In the cooling circuits of nuclear facilities or industrial lines exposed to radiation, corrosion products are continuously bombarded by ionising particles [6]. Radiation can act as a natural surface modifier, increasing the surface energy of the corrosion layer and making the surface more ‘water-loving’ (hydrophilic).



**Figure 7. Corrosion behaviour through electrochemical curves**

Figure 7 shows corrosion behaviour through electrochemical curves and explains how corrosion products may affect flow resistance in pipelines.

The wettability properties of corrosion products determine the ‘sliding’ conditions between the pipe wall and the fluid. If the sediment surface becomes more wettable due to radiation effects (the contact angle decreases), the fluid penetrates deeper into the sediment pores. This situation triggers turbulence by increasing the hydraulic roughness of the deposit layer. The microscopic absorption behaviour of the fluid within the deposit layer is closely related to surface and microstructural properties, as observed in activated carbon materials [4].

Corrosion products with variable wettability and increased water retention capacity tend to form a thicker and more uneven layer inside the pipeline [5]. Furthermore, in systems operating in humid environments, the hygroscopic (moisture-attracting) behaviour of corrosion products can accelerate scale swelling depending on the environmental conditions monitored by sensitive humidity sensors [8].



**Figure 8. Corrosion formation on an underwater metal surface**

Figure 8 shows corrosion formation on an underwater metal surface and visually supports the discussion of local corrosion risks in pipeline systems.

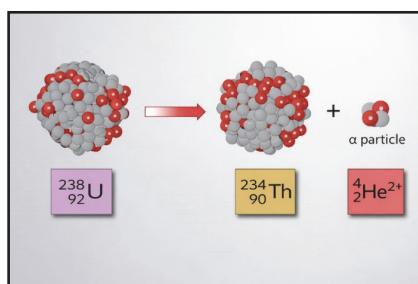
Radiation affects not only the chemical structure but also the mechanical strength of corrosion products and the underlying metallic structure. Hardness and microstructure examinations conducted on welded areas of pipelines demonstrate that robotic welding methods provide structural integrity to a certain degree of precision [9]. However, corrosion layers that harden or become brittle under radiation can fracture more easily due to the abrasive effect of the fluid (erosion-corrosion). These fractured particles can cause new blockages downstream and permeability damage in porous structures [7].

### 5. Comparative analysis of radiation dissociation at the molecular level and sediment-liquid interface interactions

Macroscopic observations alone are insufficient to understand the behaviour of deposits in pipelines; it is necessary to examine the chemical changes triggered by radiation (radiolysis) at the liquid phase and deposit interface at the molecular level. These interactions redefine the wettability and liquid absorption capacity of the deposit at the molecular scale.

When ionising radiation interacts with the liquid (water, oil or emulsion) inside the pipeline, it initiates a decomposition process called ‘radiolysis’. Particularly in water-containing systems, free radicals ( $\bullet\text{OH}$ ,  $\bullet\text{H}$ ) and ionised species are formed under the influence of radiation [5].

Figure 9 illustrates radioactive decay at the atomic level and helps explain the molecular ba-



**Figure 9. Radioactive decay at the atomic level**

sis of radiation-induced changes in sediments.

At the solid-liquid interface, molecular changes caused by radiation can either reduce or increase the interfacial tension. Technical studies on plasma polymerisation have shown that high-energy particles create polar groups on the surface, making wettability ‘adjustable’ [1]. At the molecular level, the polymerisation of an asphaltene molecule under radiation alters the liquid contact angle, thereby changing the capillary absorption rate of the liquid into the precipitate. This exhibits a mechanism similar to the stability changes achieved in Pickering emulsions through surface roughness and colloidal particle modification [3].

Radiolysis products adhere to active sites on the surface when they penetrate the microporous structure of the sediment. As with other porous materials such as activated carbon, surface modification significantly alters this material’s pore structure and its ability to interact with liquids [4]. Particle mobility and permeability damage observed in sediments containing natural gas hydrates may increase under the influence of radiation, as radical attacks loosen the sediment matrix, leading to the release of micro-particles (e.g., clay) [7].

These molecular-level changes also affect the performance of biologically based sorbents used in pipeline cleaning and intervention operations. The sorption efficiency of radiation-modified oil

sludge by modified biological sorbents depends on surface molecular attraction forces (Van der Waals, hydrogen bonds) [10]. This highlights how critical molecular-level ‘wettability compatibility’ is in cleaning up spills in nuclear or high-radiation environments.

The first concrete finding presented at the end of the article is that ionizing radiation originates not only from the chemical composition of the stones inside the pipe but also from their surface energy; it significantly alters their contact angle and their interaction with the liquid. According to the study, materials such as asphalt, paraffin, and corrosion products, which are initially hydrophobic, can gradually transform into a more hydrophilic structure under the influence of radiation. This transformation causes the deposits to absorb more moisture, swell, and reduce permeability within their porous structures. Consequently, the effective flow cross-sectional area within the pipe decreases, pressure losses increase, and flow resistance rises significantly. The text specifically emphasizes that this situation poses a direct risk to the safety of flows in nuclear facilities and pipelines carrying radionuclides.

The second important observation is that sediments exposed to radiation should be considered not as passive deposits but as a dynamic and variable environment that actively alters the flow regime. Research indicates that radiolysis processes alter the balance of molecular interactions at the solid-liquid interface, affecting liquid viscosity and surface tension, and that this deviates capillary absorption behavior from classical models. Consequently, mechanical cleaning alone is insufficient, and maintenance planning must also account for changes in contact angle, increased liquid-holding capacity, the risk of localized corrosion, and the likelihood of cracking and re-clogging in the rocks.

## References

1. *Shishoo R.* Controlled surface wettability by plasma polymer surface modification. *Surfaces*, 2019, vol. 2(2), p. 26.
2. *Cardenas J.C., Jaimes M.G., Castillo R., Dorado R., Patiño J.C., Prada A., Galvis H., Conde O.R.* Nanofluids as a promising solution for asphaltenes stabilization and oil production improvement in mature fields // In SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers. 2024.
3. *Xiao M., Xu A., Zhang T., Hong L.* Tuning the wettability of colloidal particles for Pickering emulsions by surface modification and roughness method. *Frontiers in Chemistry*, 2018, vol. 6, p. 225.
4. *Al-Qudah Z., Al-Qudah A., Ngah W.S.W.* Effect of modifications in activated carbon materials on the capacitive performance: Surface, microstructure and wettability // *Journal of Composites Science*, 2021, № 5(3), p. 66.
5. *Alahmad H., Taşkesen E.* Nükleer güç santrallerinin teknik özellikleri ve yapısı: Akkuyu NGS örneği. In 4th International Conference on Scientific and Academic Research (ICSAR) Konya, Türkiye. 2024, s. 1-12.
6. *Sforza A., Durante M., Langella A.* Surface modification for improving the properties of materials. *Materials*, 2019, vol. 12(3), p. 441.
7. *Zhang J., Li Y., Chen X.* Migration of clay particles and associated permeability damage in clayey-silty sediments containing natural gas hydrates: A review // *Journal of Marine Science and Engineering*, 2024, vol. 13(11), p. 2054.
8. *Aliç E., Kaşka Ö., Bor O.* Nem ölçerlerin endüstrideki yeri. *Journal of Technical Sciences*, 2019, № 9(1), s. 8-16.
9. *Çelikten E.* Robotik doğru akım ve robotik darbeli doğru akım kaynağının termomekanik haddelenmiş çelik malzemelerin sertlik ve mikroyapısı üzerine etkisinin incelenmesi [Yüksek lisans tezi, Sakarya Uygulamalı Bilimler Üniversitesi]. 2021.
10. *Umar M.S., Gholami G., Akpinar I.* Bio-based sorbents for marine oil spill response: Advances in modification, circularity and waste valorisation. *Resources*, 2024, vol. 14(9), p. 140.

## References

1. *Shishoo R.* Controlled surface wettability by plasma polymer surface modification // *Surfaces*, 2019, vol. 2(2), 26.
2. *Cardenas J.C., Jaimes M.G., Castillo R., Dorado R., Patiño J.C., Prada A., Galvis H., Conde O.R.* Nanofluids as a promising solution for asphaltenes stabilization and oil production improvement in mature fields // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – Society of Petroleum Engineers, 2024.
3. *Xiao M., Xu A., Zhang T., Hong L.* Tuning the wettability of colloidal particles for Pickering emulsions by surface modification and roughness method // *Frontiers in Chemistry*, 2018, vol. 6, p. 225.
4. *Al-Qudah Z., Al-Qudah A., Ngah W.S.W.* Effect of modifications in activated carbon materials on the capacitive performance: Surface, microstructure and wettability // *Journal of Composites Science*, 2021, vol. 5(3), p. 66.
5. *Alahmad H., Taskesen E.* Nükleer güç santrallerinin teknik özellikleri ve yapısı: Akkuyu NGS örneği // 4th International Conference on Scientific and Academic Research (ICSAR). – Konya, Türkiye, 2024, s. 1-12.
6. *Sforza A., Durante M., Langella A.* Surface modification for improving the properties of materials // *Materials*, 2019, vol. 12(3), p. 441.
7. *Zhang J., Li Y., Chen X.* Migration of clay particles and associated permeability damage in clayey-silty sediments containing natural gas hydrates: A review // *Journal of Marine Science and Engineering*, 2024, vol. 13(11), p. 2054.
8. *Alic E., Kaska O., Bor O.* Nem ölçerlerin endüstrideki yeri // *Journal of Technical Sciences*, 2019, vol. 9(1), s. 8-16.
9. *Celikten E.* Robotik doğru akım ve robotik darbeli doğru akım kaynağının termomekanik haddelenmiş çelik malzemelerin sertlik ve mikroyapısı üzerine etkisinin incelenmesi. – Sakarya Uygulamalı Bilimler Üniversitesi, Yüksek lisans tezi, 2021.
10. *Umar M.S., Gholami G., Akpinar I.* Bio-based sorbents for marine oil spill response: Advances in modification, circularity and waste valorisation // *Resources*, 2024, vol. 14(9), p. 140.

## Katalitik krekinq prosesinin kimyəvi mexanizmləri və müasir neft emalı sənayesində rolu

**Q.S. Qaraşov**

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

e-mail: salim7777@gmail.com

**Açar sözlər: katalitik krekinq, kimyəvi mexanizm, karbokation reaksiyaları seolit katalizatorları, neft emalı sənayesi.**

Bu məqalədə katalitik krekinq prosesinin kimyəvi mexanizmləri, texnoloji xüsusiyyətləri və müasir neft emalı sənayesində rolu kompleks şəkildə tədqiq edilmişdir. Tədqiqatın əsas məqsədi ağır karbohidrogenlərin daha yüngül və yüksək dəyərli məhsullara çevrilməsini təmin edən bu prosesin elmi əsaslarını sistemli şəkildə təhlil etmək və onun sənaye tətbiqlərində səmərəliliyini artıran amilləri müəyyən etməkdir.

Göstərilmişdir ki, katalitik krekinq prosesinin əsasını turşu xüsusiyyətli katalizatorların, xüsusilə seolitlərin iştirakı ilə baş verən karbokation mexanizmi təşkil edir. Bu mexanizm çərçivəsində yüksək molekullu birləşmələr ardıcıl olaraq protonlaşma, izomerləşmə,  $\beta$ -parçalanma və hidrogenin ötürülməsi reaksiyalarına məruz qalaraq benzin fraksiyası, olefinlər və digər yüngül məhsullara çevrilir. Proses üç əsas mərhələdə – aktiv karbokationların yaranması, zəncirvari reaksiyalar və stabilləşmə mərhələlərində həyata keçirilir.

Məqalədə seolit katalizatorlarının məsamə quruluşunun və turşuluq xüsusiyyətlərinin məhsul selektivliyinə və çıxımına təsiri xüsusi vurğulanmışdır. Müəyyən edilmişdir ki, katalizatorun aktivliyi ilə yanaşı onun struktur xüsusiyyətləri də prosesin effektivliyini müəyyən edən əsas amillərdəndir. Bununla yanaşı, temperatur, təzyiq, kontakt vaxtı və katalizator dövryyəsi kimi texnoloji parametrlərin optimallaşdırılması məhsuldarlığın artırılmasına və enerji sərfinin azaldılmasına imkan verir. Tədqiqatda həmçinin FCC (Fluid Catalytic Cracking) texnologiyasının iş prinsipi, istilik və kütlə ötürülmə prosesləri, məhsul paylanması və enerji balansı məsələləri təhlil edilmişdir. Müasir yanaşmalar çərçivəsində rəqəmsal texnologiyaların – süni intellekt və böyük verilənlər analitikasının – prosesin optimallaşdırılmasında rolu əsaslandırılmışdır.

Nəticələr göstərir ki, katalitik krekinq yalnız kimyəvi çevrilmə prosesi deyil, həm də çoxfaktorlu idarə olunan kompleks kimyəvi-texnoloji sistemdir. Bu proses yüksək oktanlı yanacaq və olefinlərin istehsalında mühüm rol oynamaqla yanaşı, resurslardan səmərəli istifadəni təmin edir və ekoloji təsirlərin azaldılmasına şərait yaradır. Təklif olunan sistemli yanaşma katalitik krekinqin gələcək inkişafı üçün – yeni katalizatorların yaradılması, rəqəmsal idarəetmə sistemlərinin tətbiqi və alternativ xammal mənbələrinə uyğunlaşma istiqamətlərində – elmi əsas yaradır.

## Химические механизмы процесса каталитического крекинга и его роль в современной нефтеперерабатывающей промышленности

Г.С. Гарашов

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

**Ключевые слова:** каталитический крекинг, химический механизм, реакции карбокатионов, цеолитные катализаторы, нефтеперерабатывающая промышленность.

Представлено комплексное исследование химических механизмов, технологических особенностей и роли процесса каталитического крекинга в современной нефтеперерабатывающей промышленности. Основной целью является системный анализ научных основ процесса превращения тяжёлых углеводородов в более лёгкие и ценные продукты, а также выявление факторов, определяющих его эффективность.

Показано, что в основе каталитического крекинга лежит карбокатионный механизм реакций, протекающих в присутствии кислотных катализаторов, прежде всего цеолитов. В ходе процесса высокомолекулярные соединения последовательно подвергаются протонированию, изомеризации,  $\beta$ -расщеплению и переносу водорода, что приводит к образованию бензиновых фракций, олефинов и других лёгких продуктов. Механизм реализуется в три стадии: образование активных карбокатионов, цепные реакции и стадия стабилизации.

Особое внимание уделено влиянию структуры и кислотных свойств цеолитных катализаторов на селективность и выход продуктов. Установлено, что наряду с активностью катализатора его пористая структура играет ключевую роль в формировании эффективности процесса. Кроме того, оптимизация технологических параметров – температуры, давления, времени контакта и циркуляции катализатора – позволяет повысить производительность и снизить энергозатраты.

Рассмотрены также принципы технологии FCC, процессы тепло- и массообмена, распределение продуктов и энергетический баланс. Отдельно подчеркнута роль современных цифровых технологий, включая искусственный интеллект и анализ больших данных, в повышении эффективности и управляемости процесса.

Полученные результаты показывают, что каталитический крекинг следует рассматривать как сложную многофакторную управляемую химико-технологическую систему. Он играет ключевую роль в производстве высокооктановых топлив и олефинов, способствует эффективному использованию сырьевых ресурсов и снижению экологической нагрузки. Предложенный системный подход формирует научную основу для дальнейшего развития процесса, включая создание новых катализаторов, внедрение цифровых систем управления и использование альтернативных видов сырья.

G.S. Garashov  
Azerbaijan State University of Oil and Industry

**Keywords:** catalytic cracking, chemical mechanism, carbocation reactions, zeolite catalysts, oil refining industry.

This paper presents a comprehensive study of the chemical mechanisms, technological features, and industrial significance of the catalytic cracking process in modern oil refining. The main objective is to systematically analyze the fundamental principles governing the conversion of heavy hydrocarbons into lighter, high-value products and to identify key factors influencing process efficiency.

It is shown that the catalytic cracking process is primarily governed by carbocation reaction mechanisms occurring in the presence of acidic catalysts, particularly zeolites. Within this framework, high-molecular-weight hydrocarbons undergo a sequence of reactions including protonation, isomerization,  $\beta$ -scission, and hydrogen transfer, leading to the formation of gasoline fractions, olefins, and other light products. The overall mechanism proceeds through three main stages: formation of active carbocations, chain reactions, and final stabilization.

Special attention is given to the role of zeolite catalysts, whose pore structure and acidity significantly influence product selectivity and yield. It is demonstrated that not only catalyst activity but also its structural characteristics are critical determinants of process performance. In addition, optimization of operating parameters such as temperature, pressure, contact time, and catalyst circulation enhances productivity while reducing energy consumption.

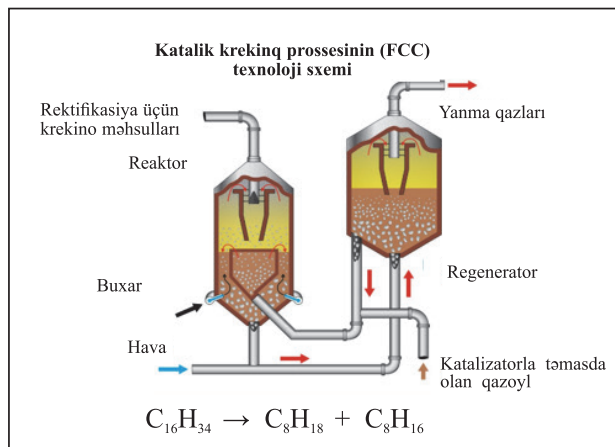
The study also examines the principles of Fluid Catalytic Cracking (FCC) technology, including heat and mass transfer phenomena, product distribution, and energy balance considerations. Modern approaches involving digital technologies, such as artificial intelligence and big data analytics, are highlighted as effective tools for process optimization and real-time control.

The results indicate that catalytic cracking should be regarded not merely as a chemical transformation process but as a complex, multi-factor, and highly controlled chemical-technological system. It plays a crucial role in the production of high-octane fuels and olefins, ensures efficient utilization of hydrocarbon resources, and contributes to emission reduction. The proposed integrated approach provides a scientific basis for future advancements, including the development of advanced catalysts, implementation of digital control systems, and adaptation to alternative feedstocks.

Son illərdə global enerji tələbatının artması və neft məhsullarına olan ehtiyacın genişlənməsi neft emalı sahəsində daha səmərəli və innovativ texnologiyaların tətbiqini zəruri etmişdir. Xam neftin tərkibində mövcud olan ağır karbohidrogenlərin birbaşa istifadəsinin məhdudluğu onların daha yüngül və yüksək dəyərli məhsullara çevrilməsini tələb edir. Bu kontekstdə katalitik krekinq prosesi neft emalının əsas və geniş yayılmış texnologiyalarından biri kimi çıxış edir [1–9]. Bu proses ağır fraksiyaların katalizator iştirakı ilə parçalanaraq benzin, dizel və olefinlər kimi məhsullara çevrilməsini təmin edir. Onun əsas üstünlükləri yüksək selektivlik, nisbətən aşağı enerji sərfi və yüksək məhsuldarlıq

dır. Xüsusilə seolit əsaslı katalizatorların tətbiqi bu prosesin səmərəliyini əhəmiyyətli dərəcədə artırmış və onun sənayedə geniş tətbiqinə şərait yaratmışdır [10–12]. Bununla yanaşı, katalitik krekinq yalnız texnoloji baxımdan deyil, həm də iqtisadi və ekoloji aspektlərdən mühüm əhəmiyyət daşıyır. Bu proses vasitəsilə yüksəkkeyfiyyətli yanacaq istehsalı artır, neft-kimya sənayesi üçün dəyərli xammal əldə edilir və resurslardan daha effektiv istifadə olunur. Müasir texnologiyaların tətbiqi isə ətraf mühitə mənfi təsirlərin azaldılmasına kömək edir [11–15]. Beləliklə, katalitik krekinqin kimyəvi mexanizmlərinin öyrənilməsi və sənaye tətbiqlərinin təhlili həm nəzəri, həm də praktik baxımdan aktualdır və bu

sahədə aparılan tədqiqatlar texnologiyanın inkişafına töhfə verir.



**Katalitik krekinq prosesinin (FCC) texnoloji sxemi**

Şəkilə katalitik krekinq prosesinin əsas texnoloji mərhələləri təsvir edilmişdir. Xammal (qazoyl) reaktora daxil olaraq burada katalizatorun iştirakı ilə yüksək temperaturda parçalanır və yüngül karbohidrogenlər – əsasən benzin və qaz fraksiyaları əmələ gəlir. Proses zamanı katalizator koks ilə örtüldüyündən aktivliyini iti-

prosesi daha aşağı temperaturda və katalizator iştirakı ilə həyata keçirildiyi üçün enerji baxımından daha qənaətlidir və yüksəkkeyfiyyətli məhsul verir. Termik krekinq isə yüksək temperatur tələb etdiyindən enerji sərfi çoxdur və prosesin selektivliyi aşağıdır.

Katalitik krekinq prosesinin elmi əsaslarını daha dolğun təqdim etmək üçün onun tarixi inkişaf mərhələlərinin izahı vacibdir. Bu çərçivədə termik krekinqdən katalitik krekinqə keçidin səbəbləri, ilk sənaye tətbiqləri və FCC texnologiyasının formalaşması ardıcılıqla göstərilmişdir. Eyni zamanda dünya təcrübəsi və Azərbaycanın neft emalı sənayesində bu texnologiyanın tətbiqi qısa şəkildə təhlil olunmalıdır.

Xammal bazasının xüsusiyyətləri ayrıca izah edilməlidir. Ağır neft fraksiyalarının növləri, onların kimyəvi tərkibi, xüsusilə parafin, aromatik və naften komponentlərinin payı prosesin gedişinə təsiri baxımından şərh olunmalıdır. Kükürd və metal tərkibli birləşmələrin katalizatorun aktivliyinə təsiri də burada qeyd edilməlidir.

Reaksiya kinetikasi prosesin elmi əsaslarını təşkil etdiyi üçün reaksiyaların sürəti, ak-

Göstərici	Katalitik krekinq	Termik krekinq
Temperatur	450–550 °C (nisbətən aşağı)	600–750 °C (yüksək)
Təzyiq	Aşağı (0.1–0.3 MPa)	Yüksək və ya orta
Katalizatorun mövcudluğu	Var (seolit əsaslı katalizatorlar)	Yoxdur
Kimyəvi mexanizm	Karbokation mexanizmi	Radikal mexanizm
Məhsul çıxımı	Yüksək (benzin və olefinlər üstünlük təşkil edir)	Nisbətən aşağı, qeyri-selektiv
Məhsul keyfiyyəti	Yüksək oktanlı benzin	Aşağı keyfiyyətli məhsullar
Enerji sərfi	Az	Çox
Koks əmələ gəlməsi	Az (regenerasiya ilə idarə olunur)	Çox
Prosesin selektivliyi	Yüksək	Aşağı
Sənaye tətbiqi	Geniş yayılmış (FCC qurğuları)	Məhdud istifadə

rit və regeneratorda ötürülərək hava ilə təmasda yanma prosesi nəticəsində təmizlənir və yəni-dən aktiv hala gətirilir.

Regenerasiya olunmuş katalizator yenidən reaktora qaytarılır və beləliklə proses fasiləsiz dövrə şəkildə davam edir. Şəkilə həmçinin buxar və hava axınları, yanma qazlarının çıxışı və krekinq məhsullarının rektifikasiyaya yönəldilməsi aydın əks olunmuşdur. Bu sxem katalitik krekinq prosesinin sənayedə tətbiq olunan ən geniş yayılmış forması olan FCC texnologiyasının iş prinsipini əyani şəkildə izah edir.

Cədvəldən görüldüyü kimi, katalitik krekinq

tivləşmə enerjisi və paralel-ardıcıl reaksiyalar haqqında məlumat verilməlidir. Karbokation mexanizmi çərçivəsində baş verən çevrilmələrin kinetik modellərlə izahı məqalənin elmi səviyyəsini artırır.

İstilik və kütlə ötürülməsi prosesləri də mühüm əhəmiyyət daşıyır. Reaktorda istilik balansının necə təmin olunduğu, katalizator və xammal arasında istilik mübadiləsi, diffuziya prosesləri və bunların məhsul çıxımına təsiri izah olunmalıdır. FCC qurğularında texnoloji parametrlərin idarə olunması məsələsinə də toxunulmalıdır. Temperatur, təzyiq, katalizator döv-

riyyəsi və kontakt vaxtının real vaxt rejimində tənzimlənməsi, avtomatlaşdırılmış sistemlərin rolu ilə birlikdə təqdim edilməlidir.

Məhsul paylanması analizində bölməsində alınan məhsulların faiz nisbətləri, müxtəlif rejimlərdə benzin, qaz və koks çıxımının necə dəyişdiyi təhlil olunmalıdır. Bu, prosesin səmərəliyinin qiymətləndirilməsi üçün vacibdir.

Enerji balansı və səmərəlilik məsələləri də geniş şəkildə izah edilməlidir. Prosesin enerji sərfi, istilik geri qazanma sistemləri və enerji itkilərinin azaldılması yolları göstərilməlidir. Ekoloji təsirlər ayrıca diqqət tələb edir. Proses zamanı yaranan emissiyalar, katalizator tullantıları və onların ətraf mühitə təsiri, həmçinin bu təsirlərin azaldılması üçün tətbiq olunan texnologiyalar izah olunmalıdır. İqtisadi səmərəlilik baxımından katalitik krekinq prosesinin rentabelliği təhlil edilməlidir. İstehsal xərcləri, katalizatorun istifadəsi, məhsulların bazar dəyəri və investisiya geri dönüşü kimi məsələlər burada qeyd olunmalıdır.

Müasir rəqəmsal texnologiyaların tətbiqi də vacib mövzulardan biridir. Süni intellekt, böyük verilənlər analitikası və rəqəmsal modellər vasitəsilə prosesin optimallaşdırılması imkanları izah olunmalıdır [6–15].

Beynəlxalq təcrübənin müqayisəsi aparılaraq müxtəlif ölkələrdə tətbiq olunan texnologiyalar və onların effektivliyi göstərilməlidir. Bu, yerli sənaye üçün faydalı nəticələr çıxarmağa imkan verir. Risklərin idarə olunması məsələsi çərçivəsində texnogen risklər, avadanlıq nasazlıqları və təhlükəsizlik tədbirləri izah edilməlidir. Fövqəladə hallar üçün planlaşdırma və dayanıqlılıq prinsipləri də qeyd olunmalıdır. Alternativ və gələcək texnologiyalar barədə məlumat verilməlidir. Biokütlə əsaslı xammal, hidrogen texnologiyaları və karbon emissiyalarının azaldılması istiqamətləri bu kontekstdə təqdim olunmalıdır.

Elmi yeniliklər və tədqiqat istiqamətləri bölməsində yeni katalizatorların hazırlanması, nanotexnologiyaların tətbiqi və müasir laboratoriya tədqiqatları haqqında məlumat verilməlidir.

Sonda isə praktiki tətbiqlər və real sənaye nümunələri göstərilməlidir. Konkret zavod təcrübəsi, texnoloji göstəricilər və mövcud problemlərin həlli yolları təqdim olunaraq mövzu praktik baxımdan tamamlanmalıdır [15–19].

### Ümumi nəticələr

Aparılmış təhlillər göstərir ki, katalitik kre-

kinq müasir neft emalı sənayesində mühüm yer tutan və strateji əhəmiyyətə malik proseslərdən biridir. Bu proses ağır karbohidrogenlərin daha yüngül və yüksək dəyərli məhsullara çevrilməsini təmin etməklə resurslardan daha səmərəli istifadəyə imkan yaradır. Xüsusilə yüksək oktanlı benzin və olefinlərin istehsalında onun rolu böyükdür.

Prosesin kimyəvi əsası karbokation mexanizmi ilə bağlıdır və bu mexanizmin dərinədən öyrənilməsi texnoloji parametrlərin optimallaşdırılması baxımından mühüm əhəmiyyət daşıyır. Reaksiya mərhələləri – protonlaşma, izomerləşmə, parçalanma və hidrogen transferi – məhsulun keyfiyyətinə birbaşa təsir göstərir. Bu baxımdan katalizatorun xüsusiyyətləri, xüsusilə seolitlərin aktivliyi və selektivliyi, prosesin effektivliyini müəyyən edən əsas amillərdəndir.

Eyni zamanda müəyyən edilmişdir ki, prosesin səmərəliyi yalnız kimyəvi mexanizmlərdən deyil, həm də texnoloji parametrlərin düzgün seçilməsindən asılıdır. Temperatur, təzyiq və kontakt müddətinin optimallaşdırılması məhsuldarlığın artmasına və enerji sərfinin azalmasına şərait yaradır.

Müasir mərhələdə katalitik krekinq texnologiyaları rəqəmsal həllərlə daha da inkişaf edir. Süni intellekt və böyük verilənlərdən istifadə prosesin idarə olunmasını daha dəqiq və effektiv edir. Bununla yanaşı, yeni katalizatorların hazırlanması və enerji qənaət edən texnologiyaların tətbiqi həm iqtisadi, həm də ekoloji baxımdan müsbət nəticələr verir.

Nəticə olaraq qeyd etmək olar ki, katalitik krekinq yalnız texnoloji proses deyil, həm də enerji təhlükəsizliyi, iqtisadi inkişaf və ekoloji dayanıqlılıq baxımından mühüm rol oynayan kompleks sistemdir və gələcəkdə onun inkişafı innovativ yanaşmalarla davam edəcəkdir:

– neft emalı müəssisələrində yüksək oktanlı benzin və olefin çıxımının artırılması üçün optimal şəraitin müəyyən edilməsinə imkan verir;

– katalizator seçimi və istifadəsinin səmərəliyini artıraraq istehsal xərclərinin azaldılmasına kömək edir;

– temperatur, təzyiq və kontakt vaxtının optimallaşdırılması ilə enerji sərfinin minimuma endirilməsi üçün əsas yaradır;

– emissiyaların azaldılması istiqamətində ekoloji baxımdan daha təmiz texnologiyaların tətbiqinə dəstək verir;

– rəqəmsal idarəetmə və analitik modellərin tətbiqi ilə prosesin real vaxt rejimində idarə olunmasını və proqnozlaşdırılmasını mümkün edir.

Bu nəticələr həm mövcud FCC qurğularının modernizasiyası, həm də yeni texnoloji sistemlərin layihələndirilməsi üçün istifadə oluna bilər.

### Elmi yenilik

Bu tədqiqatın elmi yeniliyi katalitik krekinq prosesinin yalnız klassik karbokation mexanizmi çərçivəsində izahı ilə məhdudlaşmayaraq, onun müasir sənaye şəraitində çoxfaktorlu optimallaşdırma problemi kimi kompleks şəkildə təhlil edilməsindən ibarətdir. Məqalədə ilk dəfə olaraq kimyəvi mexanizmlər, texnoloji parametrlər və katalizator xüsusiyyətləri vahid sistem yanaşması əsasında qarşılıqlı əlaqədə araşdırılmışdır. Bundan əlavə:

– seolit əsaslı katalizatorların məsamə quruluşunun məhsul selektivliyinə təsiri sistemləşdirilmiş şəkildə təqdim edilmişdir;

– karbokation reaksiyalarının kinetik xüsusiyyətləri sənaye parametrləri ilə əlaqələndirilmişdir;

– FCC prosesinin enerji və ekoloji göstəriciləri inteqrativ yanaşma ilə qiymətləndirilmişdir;

– rəqəmsal texnologiyaların (süni intellekt və böyük verilənlər) katalitik krekinq prosesinə tətbiqi perspektiv istiqamət kimi elmi əsaslandırılmışdır.

Bu yanaşma katalitik krekinqin ənənəvi təsvirindən fərqli olaraq onu kimyəvi–texnoloji–rəqəmsal inteqrasiya olunmuş sistem kimi təqdim edir.

### Praktiki əhəmiyyət

Tədqiqatın praktiki əhəmiyyəti katalitik krekinq prosesinin sənaye miqyasında optimallaşdırılması üçün tətbiq oluna bilən konkret elmi və texnoloji nəticələrin təqdim edilməsindən ibarətdir.

### Yekun nəticələr

Aparılan tədqiqat göstərir ki, katalitik krekinq prosesi müasir neft emalı sənayesində yalnız xammalın parçalanması prosesi deyil, həm də yüksək səviyyədə idarə olunan kompleks kimyəvi–texnoloji sistemdir.

Müəyyən edilmişdir ki:

– prosesin əsasını təşkil edən karbokation mexanizmi məhsul paylanması formalaşmasında həlledici rol oynayır;

– seolit katalizatorlarının struktur xüsusiyyətləri selektivlik və məhsuldarlığın əsas determinantıdır;

– texnoloji parametrlərin optimallaşdırılması enerji səmərəliliyi və iqtisadi rentabelliyyə birbaşa təsir edir;

– müasir rəqəmsal yanaşmalar prosesin idarə olunmasında keyfiyyətcə yeni imkanlar yaradır;

– ekoloji tələblərə uyğunlaşdırılmış katalitik krekinq texnologiyaları davamlı inkişaf strategiyalarının mühüm tərkib hissəsidir.

Nəticə etibarilə, katalitik krekinqin gələcək inkişafı onun innovativ katalizatorlarla təkmilləşdirilməsi, rəqəmsal texnologiyalarla inteqrasiyası, alternativ xammal mənbələrinə uyğunlaşdırılması istiqamətlərində davam edəcəkdir.

Bu işə prosesi yalnız neft emalının bir mərhələsi kimi deyil, enerji, iqtisadiyyat və ekoloji təhlükəsizliyin kəsişməsində yerləşən strateji texnologiya kimi xarakterizə etməyə əsas verir.

1. Gary J.H., Handwerk G.E., Kaiser M.J. Petroleum refining: Technology and economics (5th ed.). CRC Press. 2007, 488 p.
2. Speight J.G. The chemistry and technology of petroleum (5th ed.). CRC Press. 2014, 953 p.
3. Ancheyta J. Modeling and simulation of catalytic reactors for petroleum refining. John Wiley & Sons. 2011, 528 p.
4. Sadeghbeigi R. Fluid catalytic cracking handbook: An expert guide to the practical operation, design, and optimization of FCC units (3rd ed.). Butterworth-Heinemann. 2012, 371 p.
5. Corma A., Martínez A., Martínez-Soria V. Catalytic cracking of heavy oil fractions: The role of zeolites. Catalysis Today, 1997, vol. 38(3), pp. 301-312.
6. Gates B.C., Katzer J.R., Schuit G.C. A. Chemistry of catalytic processes. McGraw-Hill. 1979, 464 p.
7. Auchterlonie G.J. Advances in FCC catalyst technology. Applied Catalysis A: General, 2005, vol. 292(2), pp. 197-204.
8. Song C. An overview of new approaches to deep desulfurization for ultra-clean gasoline, diesel fuel and jet fuel. Catalysis Today, 2003, vol. 86(1-4), pp. 211-263.
9. Meyers R.A. (Ed.). Handbook of petroleum refining processes (3rd ed.). McGraw-Hill. 2004, 900 p.
10. Ancheyta J., Speight J.G. Hydroprocessing of heavy oils and residua. CRC Press. 2007, 376 p.
11. Fogler H.S. Elements of chemical reaction engineering (5th ed.). Pearson. 2016, 957 p.
12. Levenspiel O. Chemical reaction engineering (3rd ed.). John Wiley & Sons. 1999, 688 p.
13. Gary J.H., Handwerk G.E. Petroleum refining: Technology and economics (4th ed.). Marcel Dekker. 2001, 441 p.
14. Zhao X., Liu D. Advances in catalytic cracking catalysts for improving light olefins yield // Fuel Processing Technology, 2019, vol. 192, pp. 1-12.
15. Li X., Zhang H., Wang Y. Recent developments in FCC catalysts and processes. Energy & Fuels, 2021, vol. 35(5), pp. 3675-3692.
16. Peng B., Etim U., Yan Z. et al. Fluid catalytic cracking technology: current status and recent discoveries on catalyst contamination. December 2018. Catalysis Reviews vol. 61(3), pp. 1-73.
17. Nazarova G.Y., Ivashkina E.N., Ivanchina E.D. and Mezhova M.Y. A Model of Catalytic Cracking: Catalyst Deactivation Induced by Feedstock and Process Variables. Catalysts 2022, № 12(1), 98, pp. 1-14.
18. Khande A.R., Dasila P.K., Majumder S., Maity P., Thota C. Recent Developments in FCC Process and Catalysts. In: Pant K.K., Gupta S.K., Ahmad E. (eds) Catalysis for Clean Energy and Environmental Sustainability. Springer, Cham. 2021, pp. 65-108.
19. Speight L.G. Fouling in Refineries. Gulf Professional Publishing. 2015, 538 p.

## Neft-qaz kompleksinin dayanıqlı inkişafında insan amili

Q.Ə. Səfərov, i.e.d., S.S. Sadıqova, i.ü.f.d.

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

e-mail: q.safarov@asoiu.edu.az

**Açar sözlər:** dayanıqlı inkişaf, neft-qaz kompleksi, neft hasilatı, kadrların sayı, insan amili, korrelyasiya-reqressiya modeləşdirilməsi.

Dayanıqlıq problemi XX əsrin başlanğıcından elmi tədqiqatların obyektinə çevrilmişdir. "Dayanıqlı inkişaf" məfhumu ilk dəfə olaraq 1980-ci ildə Təbiətin Qorunması Beynəlxalq İttifaqının (IUCN) məruzəsində öz əksini tapmışdır. Bu təşkilat dayanıqlığı ekosistemin qorunması və mühafizə edilməsi, resurslardan ağıllı istifadəyə inteqrasiya yanaşması kimi müəyyən etmişdir.

Neft-qaz kompleksi ölkə iqtisadiyyatının mühüm sahəsidir və onun fəaliyyəti ümumi daxili məhsulun, eləcə də büdcənin formalaşmasında mühüm rol oynayır.

Təhlil göstərir ki, dayanıqlıq barədə tədqiqatçılar arasında fikir ayrılığı mövcuddur. Məqalədə bir sıra tədqiqatçıların dayanıqlılıqla əlaqədar fikirləri və onların fərqləri göstərilmişdir.

Neft-qaz kompleksi Azərbaycanın ənənəvi sənaye sahələrindəndir və burada dayanıqlılığa nail olmaq bütövlükdə ölkə iqtisadiyyatının dayanıqlı inkişafını xarakterizə edə bilər. Məqalədə SOCAR-da işçilərin sayı, axıcılıq əmsalı araşdırılmış, ümumi məhsul istehsalı ilə əsas kapital, işçilərin sayı və yeni texnikaya çəkilən xərclər arasında reqressiya əlaqəsi qurulmuş, alınan modelin iqtisadi interpretasiyası verilmişdir.

**Роль человеческого фактора в обеспечении устойчивого развития нефтегазового комплекса**

Г.А. Сафаров, д.э.н., С.С. Садыгова, д.ф.э.н.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

**Ключевые слова:** устойчивое развитие, нефтегазовый комплекс, добыча нефти, количество кадров, человеческий фактор, корреляционно-регрессионное моделирование.

С начала XX века проблема устойчивости является объектом научных исследований. Термин "Устойчивое развитие" впервые нашел свое отражение в докладе Международного союза охраны природы (IUCN) в 1980-х гг. Эта организация определила концепцию устойчивости как комплекс мер, направленных на сохранение и всестороннюю защиту экосистемы, комплексный интеграционный подход по разумному использованию ресурсов.

Нефтегазовый комплекс является важной отраслью экономики страны и ее деятельность играет важ-

ную роль в формировании бюджета страны и внутренней валовой продукции.

Анализ показывает, что по определению устойчивости среди исследователей существует разногласие. В статье дано мнение некоторых исследователей в связи с определением устойчивости и различия между ними.

Нефтегазовый комплекс является традиционной отраслью Азербайджана и устойчивость в этой отрасли, говорит об устойчивости экономики в целом по стране. В статье анализировано количество работников и коэффициент текучести в SOCAR, построена регрессионная модель между объемом продукции, основными капиталами, количеством работников, затратами на новую технику и дана экономическая интерпретация полученной модели.

### The human factor in the sustainable development of the oil and gas complex

G.A. Safarov, Dr. in Ec. Sc., S.S. Sadigova, PhD in Ec. Sc.  
Azerbaijan State Oil and Industry University

**Keywords:** sustainable development, oil and gas complex, oil production, number of personnel, human factor, correlation-regression modeling.

The problem of sustainability has become an object of scientific research since the beginning of the twentieth century. The concept of "sustainable development" was first reflected in the report of the International Union for Conservation of Nature (IUCN) in 1980. This organization defined sustainability as an integrated approach to the protection and conservation of ecosystems and the rational use of resources.

The oil and gas complex is an important sector of the country's economy, and its activities play an important role in the formation of the Gross Domestic Product and the republican budget.

The analysis shows that there are differences of opinion among researchers about sustainability. The article presents the views of a number of researchers on sustainability and their differences.

The oil and gas complex is one of the traditional industries of Azerbaijan, and achieving sustainability here can characterize the sustainable development of the country's economy as a whole. The article examines the number of employees and the turnover coefficient in SOCAR, establishes a regression relationship between total product production and fixed capital, the number of employees and expenditures on new equipment, and provides an economic interpretation of the obtained model.

Dayanıqlı inkişafıla bağlı, Təbiətin Qorunması Beynəlxalq İttifaqının (IUCN) verdiyi tərifdən sonra Ətraf Mühit və İnkişaf üzrə Beynəlxalq Komissiya, bu təşkilatın sədri Brutlandın "Bizim ümumi gələcəyimiz" adlı məruzəsini dərc etdi.

Bu məruzədə qeyd olunmuş "dayanıqlı inkişaf" məfhumu tədqiqatçılar arasında fikir ayrılığına səbəb oldu. Belə ki, dayanıqlı inkişafa verilmiş tərifdə dayanıqlı cəmiyyətin necə qurulması məsələsi haqqında heç nə deyilmir. Hə-

min məruzədə dayanıqlı inkişafa aşağıdakı tərif verilmişdir: "bu elə prosesdir ki, burada resursların istifadə olunması, innovasiya fəaliyyətinin və texnoloji inkişafın həyata keçirilməsi nəinki indiki, hətta gələcək nəsillərə əlçatan olmalıdır". Bunun əsasında dayanıqlı inkişaf universal təriflərdən birinə çevrilmiş, yəni "bu inkişaf indiki vaxtın tələblərinə cavab verməklə öz məqsədlərinə çatmaq üçün gələcək nəsillərin imkanlarını azaltmamaq" kimi təyin edilmişdir [1]. Bu konsepsiyanın müəllifi beynəlxalq miqyas-

da dayanıqlı inkişaf ideyasını elmi dövriyyəyə daxil edir ki, bunun da müzakirəsi sonralar geniş vüsət almışdır. Bu tərifdə dayanıqlı inkişafın əsas strateji istiqamətləri qeyd olunmuşdur, belə ki, inkişaf istiqaməti üçün elə bir fəaliyyət və həll məcmusu seçmək vacibliyi yaranır ki, bu da həm indiki, həm də gələcək nəslin tələbatlarının vahidliyini özündə birləşdirə bilsin. Bu, ilk növbədə yenidən əmələ gəlməyən təbii-xammal, o cümlədən neft-qaz resurslarına aiddir.

### Tədqiqatın metodologiyası

Neft-qaz ehtiyatlarına malik sənayeləşmiş sivilizasiya, belə qənaətə gəlmişdir ki, yenidən əmələ gəlməyən enerji resursları və xammalına uzunmüddətli tələbat özünün obyektiv həddinə malikdir. Bütün bunlar isə getdikcə qeyri-həyati xarakter alır, əks proseslərə, başqa sözlə “gərilmə strategiyasına” gətirib çıxarır.

Qloballaşma şəraitində müxtəlif təsərrüfat subyektləri münasibətlərinin inkişafı yüksək dərəcədə qeyri-müəyyənlik və risk şəraitində dinamik mühitdə baş verir. Ona görə də Azərbaycan Respublikası Dövlət Neft Şirkətində (SOCAR) dayanıqlı inkişaf tempinə daha çox diqqət yetirirlər.

Məşhur fizik Eynşteynə görə “problemlər, onları doğuran məlumatlılıq səviyyəsində həll edilə bilməz”. Ona görə də, aydındır ki, texnologiyanın dəyişməsi, yeni informasiyanın öyrənilməsi və mənimsənilməsində təkamül olaraq dayanıqlı inkişaf haqqında fikirlər də dəyişəcəkdir.

Neft-qaz kompleksinin dayanıqlı inkişafının əldə edilməsi problemi iqtisadiyyat, sosiologiya, ekologiya və menecmentin (istehsal, maliyyə, investisiya və s.) xüsusi növləri kompleksinin qovşağından ibarətdir. Milli neft-qaz kompaniyaları və bütövlükdə iqtisadiyyatın dayanıqlı inkişafının tələb və prinsipləri əksər dünya ölkələri birliyinin həm iqtisadi-siyasi aspektləri, həm də milli təhlükəsizlik kontekstindən ən aktual problemlərindəndir.

Uzun illər ərzində neft-qaz kompleksi dünya və o cümlədən ölkə iqtisadiyyatı inkişafının mühüm komponentlərindən biri olmuş və hal-hazırda da vardır. XX və XXI əsrlərdə neft-qaz kompleksinin inkişafı nəticəsində sahibkarlığın, strateji menecmentin, texnoloji tərəqqinin, marketinqin və bütövlükdə dünya iqtisadiyyatının təkamülü baş vermişdir.

Sözsüz ki, bu gün də neft-qaz kompleksi ən güclü, böyük əməyə malik sənaye sahəsi və təsiredici siyasi qüvvədir. Neft-qaz kompleksinin rəqabətqabiliyyəti, bütövlükdə ölkənin milli təhlükəsizliyinin əsas komponentidir. Məlumdur ki, bazar iqtisadi münasibətləri sistemində milli rəqabətqabiliyyətlik konsepsiyası, başqa ölkələrdə istehsal edilən əmtəə və xidmətlərin rəqabət mübarizəsi şərtində, milli iqtisadiyyatın qabiliyyəti ilə müəyyən edilir. Bu zaman rəqabətqabiliyyətliliyin nəticəsi kimi, beynəlxalq ekoloji standartlara əməl edilməklə əhalinin həyat səviyyəsinin artması ola bilər.

Rəqabətqabiliyyətli neft-qaz biznes-mühitin yaradılması, Azərbaycanın yanacaq-enerji kompleksinin strateji inkişaf istiqamətlərinə aid olan, öz ölçü və neft-qaz ixtisaslaşma istiqamətləri ilə fərqlənən müxtəlif biznes-iştirakçıların fəaliyyəti ilə əlaqədardır. Rəqabətqabiliyyətli olmaq üçün neft-qaz kompaniyaları innovasiyada liderlik səviyyəsində durmalı, yeni texnologiyanın işlənməsinin aktiv iştirakçıları olmalı, həmçinin alternativ enerji mənbəyinin axtarılması və karbohidrogen resurslarından yeni istifadə istiqamətlərini müəyyən etməlidir. Bütün bunlar isə o deməkdir ki, idarəetmədə ilk yerə tədricən stratejiyanın qurulması problemi çıxır və bu da neft-qaz kompaniyalarının dayanıqlığı, xarici mühitin daimi dəyişən şəraitində inkişaf tempinin aşağı düşməməsini təmin etməlidir.

Neft-qaz kompleksinin dayanıqlı artım və inkişaf strategiyalarına kompleks yanaşmanın məqsədəuyğunluğu ilə əlaqədar, strateji dayanıqlığın təmin edilməsinin və ya saxlanılmasının mümkün yollarının əlavə öyrənilməsi zəruriyyəti yaranır. Kompaniya səviyyəsində dayanıqlıq problemi, fasiləsiz dəyişən xarici mühit şəraitində inkişafın dayanıqlığının göstəricilərini təmin etmə qabiliyyəti olan stratejiyanın qurulması probleminin həllində xüsusi aktualıq kəsb edir. Bununla yanaşı, “dayanıqlı kompaniya” necə olmalıdır sualına cavablarda müəssisələrin fikir ayrılığı mövcuddur. Belə ki, tədqiqatlarda bəziləri dayanıqlığın istehsal tərkibinin qiymətləndirilməsinə, digərləri isə kompaniyanın maliyyə sabitliyinə daha çox ağırlıq edirlər. Bununla əlaqədar olaraq kompaniyanın imkanlarının uzunmüddətli inkişafı məsələsi çox sərt mühakimələrə rəvac vermişdir ki, nəticədə o qənaətə gəlinir ki, qoyulan məqsəd və vəzifələrə doğru hərəkət etmək üçün nə etmək lazımdır.

Göstərmək lazımdır ki, transmilli BP kompaniyası dayanıqlığı aşağıdakı kimi müəyyən edir: “bu BP-yə aid qrupun aktivlərinin yenilənməsi, cəmiyyətin artan tələbatına uyğun daha keyfiyyətli məhsul və xidmətlərin yaradılması və təklif edilməsi, səhmdarlarının gəlirinin təmin edilməsi, əməkdaşların yeni nəslinin cəlb edilməsi, ekoloji şəraitin yaxşılaşdırılması üzrə işlər, inamın saxlanması, bizim müştərilərin və iş gördüyümüz regionların sakinlərinə dayaq durmaq hesabına zamanın sınağına dözmək qabiliyyətidir” [2].

Ş.P.Baranenکو və B.B.Şemetova görə dayanıqlığa təbii resurslarla artan problemlər və sürətlənən elmi-texniki tərəqqi, həmçinin ekologiya antropogen təsirlər şəraitində istehlakçının bazarında rəqabətlik üstünlüyü yaratmaq qabiliyyətinin nəticəsi kimi tərif verilir [3]. İ.Y.Balaban

[5]. Bu konsepsiyanın əsas ideyası təşkilatın işinin nəticələrinə ənənəvi maliyyə baxışına yenedən nəzər yetirməyə əsaslanırdı.

Kompaniyanın dayanıqlığını qiymətləndirməyin bir neçə metodu var: maliyyə-təşkilati göstəricilər; ekoloji göstəricilər; sənaye-istehsal potensialını səciyyələndirən göstəricilərin məcmusu; rəqabət mühiti və bir sıra başqa göstəricilər əsaslanır.

Neft-qaz kompaniyasının dayanıqlığının müəyyən edilməsi, başqa şərtlərlə yanaşı həmçinin orada çalışan kadrların potensialından çox asılıdır. Neft-qaz kompleksi Azərbaycanın ənənəvi sahələrindəndir və həm keçmiş İttifaq, həm də müasir dövrdə büdcənin mədaxil hissəsinin formalaşmasında mühüm rol oynayır. Cədvəldə SOCAR müəssisələrində çalışan işçilərin sayı və axıcılıq göstəriciləri verilmişdir.

Göstəricilər	Ölçü	İllər					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cari ildə işçilərin sayı	Nəfər	50425	51695	50861	48870	48042	48320
İşdən azad olunmuş işçilər	Nəfər	1935	1440	897	723	2174	1542
Kadrların axıcılığı	%	3.84	2.79	1.76	1.48	4.53	3.19

və Y.M.Kostyukovski strateji dayanıqlıq probleminə “müəssisənin aktivlərinin rentabelliyyətinin dayanıqlığı” kimi meyarın köməyi ilə baxırlar [4]. Dayanıqlıq kompaniyanın xarici mühitin təsirinə qarşı dayanma qabiliyyətini göstərir. Bu müəlliflərin fikrinə görə, dayanıqlıq keyfiyyəti müəssisənin “özünü hamarlamağı”-nın daxili qabiliyyətidir ki, bu da müəssisəyə idarəetmə obyektini baxımından yanaşılmasını tələb edir.

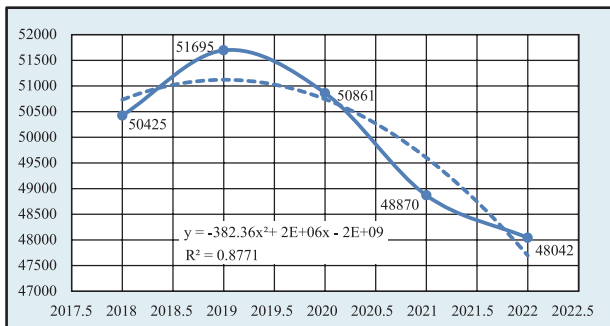
İqtisadi ədəbiyyatın qısa təhlili göstərdi ki, dayanıqlıq barədə mütəxəssislərin fikirləri müxtəlifdir. Dayanıqlıq eyni bir kompaniyanın müxtəlif səviyyələrini özündə əks etdirir və çoxlu sayda müxtəlif səviyyələri birləşdirir ki, bunlara da aşağıdakılar aiddir: əməliyyat fəaliyyətində, maliyyə dayanıqlığı (ödəniş qabiliyyəti) və likvidliyi lazımi səviyyədə saxlamaqla kiçik dövrlü dayanıqlığın təmin edilməsi; rentabellik fəaliyyəti səviyyəsinin lazımi səviyyədə saxlanması orta vaxtılı, innovasiyalı və kadr siyasəti ilə strateji dayanıqlığın təmin edilməsi. David Norton və Robert Kaplan balanslaşdırılmış göstəricilər sistemi Konsepsiyası yaratdılar

Cədvəldən görüldüyü kimi, 2018–2022-ci illərdə işçilərin sayı 2383 və ya 4.73 % artmışdır. Kadrların axıcılığı isə 1.12 % artmışdır ki, bu da idarəetmədə, kompaniyanın dayanıqlığında müsbət hal sayıla bilər.

### Tədqiqatın nəticəsi

Cədvəlin məlumatlarından istifadə edərək, həm bütövlükdə işçilərin sayı, kadr axıcılığı əmsalının zamana görə dəyişməsi (trend) modellərinə nəzər yetirək. Şəkil 1-də SOCAR-ın müəssisələrində çalışan işçilərin sayının trend modeli verilmişdir. Trend modelini xarakterizə edən yeganə göstərici determinasiya əmsalındır ( $R^2$ ). Şəkildən görünür ki, bu əmsal kifayət qədər yüksəkdir.  $R^2=0.8771$ . Modelin özü ilə polinomialdır. Kadr axıcılığına aid belə bir trend modeli şəkil 2-də verilmişdir. Şəkildən görünür ki, model polinomialdır, determinasiya əmsalı  $R^2=0.8333$ .

Bununla belə, SOCAR-da məhsul istehsalı ilə bir neçə dəyişən arasında reqressiya modeli qurulmuşdur. Məsələnin həlli üçün aşağıdakı



Şəkil 1. İşçi sayı

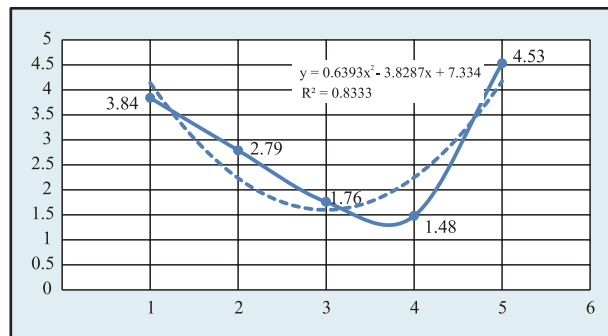
verilənlər tədqiqata cəlb edilmişdir;  $Y_t$  – məhsul həcmi, min t;  $L_t$  – neftqazçıxarma idarələrində çalışan işçilərin sayı, nəfər;  $K_t$  – əsas istehsal fondları, min man.;  $N_t$  – yeni texnika və texnologiyaya çəkilən xərc, min man.

Burada bir məqamı qeyd edək. Məqsədimiz SOCAR-da dayanıqlığın təmin edilməsində insan amilinin rolunun göstərilməsidir. Ona görə dəyişən işçilər sayı modelə daxil edilib. Digər tərəfdən yeni texnika və texnologiyaya çəkilən xərclər dolayısı ilə insan kapitalı ilə əlaqədardır (həm onu yaradan, həm də istifadə edən). Nəhayət əsas fondların idarə edilməsini də insan həyata keçirir. Odur ki, modelin bütün dəyişənləri bu və ya digər dərəcədə insan amili ilə əlaqədardır. Bu göstəricilər arasındakı əlaqəni aşağıdakı düsturla ifadə edək:

$$Y_t = A \cdot K_t^\alpha \cdot L_t^\beta \cdot N_t^\delta, \quad (1)$$

burada  $A$  – proporsionallıq əmsalıdır,  $Y_t$  və dəyişənlər ( $K_t^\alpha$ ,  $L_t^\beta$ ,  $N_t^\delta$ ) bir ölçüyə gətirir. Onu da qeyd edək ki, bu göstərici ilə artımın identifikasiya olunmamış amillərin qeyri-bircinsliyi elementlərinin funksiyaya təsiri təyin edilir.

Məsələni həll etmək üçün verilənlər excel-də yığılır və “Statistika” proqramı ilə yerinə yetirilir. Onun üçün əvvəlcə (1) tənliyini loqarifmləyib xətti formaya gətiririk.



Şəkil 2. Axıcılıq əmsalı

$$l_n Y_t = l_n A + \alpha l_n K_t + \beta l_n L_t + \delta l_n N_t. \quad (2)$$

“Statistika” proqramı ilə məsələnin həlli aşağıdakı nəticəni vermişdir.

$$l_n Y_t = -8.46 + 1.15 l_n K_t + 0.045 l_n L_t + 0.07 l_n N_t. \quad (3)$$

(3) tənliyini potensiallayaraq alırıq:

$$l_n Y_t = e^{-8.46} \cdot K_t^{1.15} \cdot L_t^{-0.045} \cdot N_t^{0.07}. \quad (4)$$

Buradan

$$Y_t = 0.000211 K_t^{1.15} \cdot L_t^{-0.045} \cdot N_t^{0.07}. \quad (5)$$

95 %-lik ehtimalla alınan model statistik əhəmiyyətə malikdir. Belə ki, F-in qiyməti  $F = 5 \cdot 67E - 11 < 0.05$ , determinasiya əmsalı  $R^2 = 0.89$ , cəm korrelyasiya əmsalı  $R = 0.94$ -dür.

Bu da o deməkdir ki,  $Y_t$ -nin dəyişməsi 89 % modelə daxil olan dəyişənlərdən asılıdır.

Yuxarıdakıları yekunlaşdıraraq qeyd edirik ki, neft-qaz kompleksində dayanıqlığın təmin edilməsində insan amilinin rolu çox böyükdür. Əgər bura rəqəmsal iqtisadiyyatda transformasiyanı əlavə etsək, gələcəkdə insan amilinin rolu dayanıqlı inkişafda daha böyük olacaq.

## Ədəbiyyat siyahısı

1. *World commission in Environment and Development – Our Common Future*- Oxford: Oxford University Press, 1987, pp. 197-205
2. *Официальный сайт транснациональной компании British Petroleum* – www.bp.com
3. *Бараненко С.П., Шеметов Б.Б.* Стратегическая устойчивость предприятия. – М.: Российская Академия предпринимательства, 2004, с. 184.
4. *Балабан И.Ю., Костюковская Ю.М.* Элементы методологии стратегическое управление предприятиями. Институт прикладной математики им. Келдыша РАН, 2002, 214 с.
5. *Каплан Р., Нортон Д.* Сбалансированная система показателей: от стратегии к действию. / пер. с англ. – М.: ЗАО “Олимп-Бизнес”, 2005, 310 с.

## References

1. *World commission in Environment and Development – Our Common Future*-Oxford: Oxford University Press, 1987, pp. 197-205.
2. *Ofisial'nyy sayt transnasional'nyy kompanii British Petroleum* www.bp.com.
3. *Baranenko S.P., Shemetov B.B.* *Strateqicheskaya ustoychivost' predpriyatiya.* – М.: Rossiyskaya Akademiya predprinimatel'stva, 2004, s. 184.
4. *Balaban I.Yu., Kostyukovskaya Y.M.* *Elementy metodologii strategicheskoye upravleniye predpriyatiyami.* Institut prikladnoy matematiki im. Keldysha. RAN, 2002, 214 s.
5. *Kaplan P., Norton D.* *Sbalansirovannaya sistema pokazateley: ot strategii k deystviyu.* / per. s anql. – М.: ZAO, “Olimp-Biznes”, 2005, 310 s.



## Əhməd Mayıs oğlu Salmanov – 65 il!

SOCAR-ın “Neftqazelmitədqıqatlayihə” İnstitutunun geologiya və yataqların işlənməsi üzrə direktor müavini, geologiya-mineralogiya elmləri doktoru, Əhməd Mayıs oğlu Salmanovun 2026-cı il iyun ayının 3-də 65 yaşı tamam olur.

Salmanov Əhməd Mayıs oğlu 1961-ci ildə Bakı şəhərində ziyalı ailəsində anadan olmuşdur. 1979-cu ildə Azərbaycan Neft və Kimya İnstitutuna (indiki Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti) daxil olub, 1984-cü ildə institutun “Geoloji-kəşfiyyat” fakültəsini fərqlənmə diplomu ilə bitirərək, təyinatla Azərbaycan EA-nın keçmiş Dərin Neft və Qaz Yataqlarının Problemləri İnstitutunda əmək

fəaliyyətinə başlamışdır.

1991-ci ildə namizədlik dissertasiyası müdafiə edərək texnika elmləri namizədi alimlik dərəcəsinə layiq görülmüşdür.

1992-ci ildə Azərbaycan Dövlət Neft Akademiyasına (indiki Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti) müsabiqə yolu ilə işə götürülmüş və 2007-ci ilin may ayınadək “Neft-qaz mədən geologiyası” kafedrasında dosent vəzifəsində çalışmışdır. 1998-ci ildə Azərbaycan Prezidenti yanında AAK tərəfindən dosent elmi adına layiq görülmüş, 2007-ci ilin may ayından 2009-cu ilin iyul ayınadək Azərbaycan Respublikası Dövlət Neft Şirkətinin Elmi Tədqiqatlar İnstitutunda “Geologiya və yataqların işlənməsi” üzrə direktorun elmi işlər üzrə müavini vəzifəsində çalışmışdır. Həmin ildə geologiya-mineralogiya elmləri doktoru dərəcəsinə layiq görülmüşdür. 2009-cu ildən Azərbaycan Respublikası Dövlət Neft Şirkətində aparılan struktur dəyişiklikləri nəticəsində yeni təşkil olunmuş “Neftqazelmitədqıqatlayihə” İnstitutunda “Geologiya və yataqların işlənməsi” üzrə direktorun müavini vəzifəsində çalışır. 2011-ci ilin sentyabr ayında “Tərəqqi” medalı ilə təltif olunmuşdur.

Neft yataqlarının səmərəli mənimsənilməsi, işlənmənin son mərhələsində neft hasilatının dinamikasının proqnozu, geoloji-riyazi modelləşdirmə, layların neftverməsinin artırılması üsulları Ə.M. Salmanovun məşğul olduğu əsas elmi istiqamətlərdir.

Əhməd müəllimin çoxşaxəli tədqiqatlarının nəticələri 130 elmi nəşrdə, o cümlədən 104 məqalə, 4 monoqrafiya, 8 dərs vəsaiti, 3 dərslik, 6 sorğu kitabı, 5 metodik rəhbərlik, 1 xəritədə öz əksini tapmışdır.

Ə.M. Salmanov 2012-ci ildə “Azərbaycan Neftçi Geoloqları Cəmiyyəti”nin Prezidenti, 2013-cü ilin mart ayından isə Azərbaycan Respublikası Prezidenti yanında Ali Attestasiya Komissiyasının eksperti seçilmişdir. 2007-ci ildən “Neft-qaz yataqlarının geologiyası, geofizikası, axtarışı və kəşfiyyatı” elmi-texniki Şura bölməsinin sədri seçilmişdir. 2014-cü ildən “Azneft” İB-də “Axtarış-kəşfiyyat, neft və qaz ehtiyatları, neft və qaz yataqlarının işlənməsi üzrə daimi fəaliyyət göstərən komissiya”nın üzvüdür.

Hörmətli Əhməd müəllim!

Sizi yubileyiniz münasibətilə səmimi qəlbdən təbrik edir, Sizə möhkəm cansağlığı, uzun ömür, xoşbəxtlik, şəxsi həyatınızda və elmi fəaliyyətinizdə yeni-yeni uğurlar arzulayırıq!

“Azərbaycan neft təsərrüfatı” jurnalının redaksiya heyəti və kollektivi



## Hümbət Paşa oğlu Hüseynov – 100 il (1926 – 1995)

2026-cı il iyun ayının 21-də tanınmış alim, texnika elmləri doktoru, professor Hümbət Paşa oğlu Hüseynovun anadan olmasının 100 ili tamam oldu.

H.Paşayev 1939-cu ildə Göyçay Pedaqoji texnikumuna daxil olmuş və oranı əla qiymətlərlə bitirib müəllimlik fəaliyyətinə başlamışdır. 1945-ci ildə təhsilini davam etdirmək üçün Azərbaycan Dövlət Universitetinin fizika-riyaziyyat fakültəsinə qəbul olunmuşdur. Universiteti fərqlənmə diplomu ilə bitirdikdən sonra 1950-ci ildə müəllimlərinin məsləhəti ilə sənədlərini aspiranturaya vermişdir.

1950–1953-cü illərdə İ.M.Qubkin adına Moskva Neft-Kimya və Qaz Sənayesi institutunun aspiranturasında təhsil almış və 1954-cü ildə tanınmış alim V.N. Şelkaçovun rəhbərliyi ilə “Qazlı mayelərin məsaməli mühitdə hərəkəti məsələlərinin hidrodinamik tədqiqatları” mövzusunda namizədlik dissertasiyasını müdafiə etmişdir.

1954-cü ildə Azərbaycan Neft-Qaz Sənayesi Dövlət Elmi-Tədqiqat və Layihə İnstitutunda (AzNQSDETLİ) böyük elmi işçi kimi fəaliyyətə başlamışdır. Respublikada ilk dəfə olaraq onun təşəbbüsü və rəhbərliyi ilə 1955-ci ildə “Yeraltı hidrodinamika” laboratoriyası məhz işlədiyi institutda yaradılmışdır.

1961-ci ilin iyun ayında Hümbət Hüseynov “Neft layının hidrodinamik məsələləri” mövzusunda doktorluq dissertasiyasını müvəffəqiyyətlə müdafiə edərək, texnika elmləri doktoru elmi dərəcəsi, 1964-cü ildə isə professor elmi adı almışdır.

Onun uzun müddət rəhbərlik etdiyi “Yeraltı hidrodinamika” laboratoriyasında lay hidrodinamikasının və neft yataqlarının işlənməsinin bir çox istiqamətləri üzrə neft sənayesinin problemlərinə aid aktual elmi-tədqiqat işləri aparılmışdır. Laboratoriyada aparılmış genişmiqyaslı elmi-tədqiqat işləri əsasən iki böyük istiqaməti əhatə etmişdir:

- müxtəlif şəraitdə lay mayelərinin məsaməli mühitdə süzülməsi proseslərinin hidrodinamik tədqiqi və tədqiqat üsullarının inkişaf etdirilməsi;
- konkret neft və qaz yataqlarının işlənmə layihələrinin hazırlanması, işlənmə prosesinin təhlili və işlənməyə müəllif nəzarətinin həyata keçirilməsi.

O, dəfələrlə beynəlxalq, SSRİ və respublika miqyaslı konfrans və seminarların iştirakçısı olmuşdur. Hümbət müəllim 3 monoqrafiya, 300-ə yaxın elmi məqalənin müəllifidir. Onun rəhbərliyi ilə respublikamızda və ondan kənarında 20-dən çox aspirant namizədlik dissertasiyası müdafiə etmişdir. O, onlarla dissertasiya işlərinin opponenti olmuşdur.

H.Hüseynov müxtəlif vaxtlarda indiki Bakı Dövlət Universiteti və Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universitetində mühazirələr oxumuşdur. Müdafiə üzrə üç ixtisaslaşmış – Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universitetinin, AzNQSDETLİ və Texniki Universitetin Elmi Şuralarının və Elmlər Akademiyasının “Maye və qaz mexanikası” üzrə elmi-metodik Şuranın, uzun müddət “Azərbaycan neft təsərrüfatı” jurnalının redaksiya heyətinin üzvü olmuşdur.

1982-ci ildən öz alimlik və pedaqoji fəaliyyətini Azərbaycan Texniki Universiteti ilə bağlamış və uzun müddət “Hidravlika və hidravlik maşınlar” kafedrasına rəhbərlik etmişdir. O, tələbkar və qayğıkeş müəllim, universitetin “Elmi əsərlər tematik məcmuə”sinin redaksiya heyətinin üzvü kimi fəaliyyət göstərmişdir.

Universitetdə işləməsinə baxmayaraq, Hümbət müəllim AzNQSDETLİ ilə də sıx əlaqəsini davam etdirmiş və elmi-tədqiqat işlərinin yerinə yetirilməsində yaxından iştirak etmişdir.

Hümbət müəllimin uzun illər apardığı elmi-tədqiqat işlərinin nəticələri ölkəmizdə və onun hüduqlarından çox-çox kənarlarda elmi mütəxəssislər tərəfindən yüksək qiymətləndirilir və praktikada geniş tətbiq edilir. Keçmiş SSRİ ərazisində ümumi neft hasilatının proqnozlaşdırılması üsulu da professor H.P.Hüseynovun rəhbərliyi ilə tədqiq edilmiş və yüksək qiymətləndirilmişdir.

Alim ömrü sadəcə illərlə ölçülmür. O gördüyü işlərlə, yetişdirdiyi tələbələrlə, qoyduğu izlərlə həmişə yadda qalır. Elə ömür var ki, zamanın içində yaşasa da zamanın fəvqündə dayanır. Onlar təqvimin səhifələrində deyil, yaddaşın tarixində yaşayır. H.Hüseynov çoxlarına nümunə ola biləcək, olduqca məhsuldar və şərəfli həyat yolu keçmiş, dünyanın tanınmış neftçi alimləri sıralarına yüksələrək məktəb yaratmış və bu məktəbin işini davam etdirən mütəxəssislər yetişdirmişdir.

Professor H.Hüseynov 1995-ci ildə dünyasını dəyişib.

Onun xatirəsi yaxınları, əzizləri, dostları, davamçıları tərəfindən həmişə yad edilir və qəlblərdə yaşayır.

Allah rəhmət eləsin!

**Q.İ. Calalov, AMEA-nın müxbir üzvü, t.e.d.,  
N.N. Həmidov, t.e.d.**