

MÜNDƏRİCAT
СОДЕРЖАНИЕ
CONTENT

GEOLOGIYA VƏ GEOFIZIKA
ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА /
GEOLOGY AND GEOPHYSICS

Асланов Б.С., Асланзаде Ф.Б., Умаров Ш.А., Искандаров М.Х., Хабибуллаев С.С.
Региональные тектонические условия формирования углеводородных залежей Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции и Персидского залива (на примере Туранской плиты и её обрамления)
Aslanov B.S., Aslanzade F.B., Umarov Sh.A., Iskandarov M.Kh., Khabibullaev S.S.
Cənubi Xəzər neft və qaz əyalətində və Fars körfəzində karbohidrogen yataqlarının əmələ gəlməsinin regional tektonik şərtləri (Turan Plitəsi və onun çərçivəsi təmsalında)
Aslanov B.S., Aslanzade F.B., Umarov Sh.A., Iskandarov M.Kh., Khabibullaev S.S.
Regional tectonic conditions of hydrocarbon deposits formation in the South Caspian oil and province and the Persian gulf (using the Turan Plate and its framing as an example)

QUYULARIN QAZILMASI
БУРЕНИЕ СКВАЖИН /
WELL DRILLING

Факих Х.Х., Хасаев Р.А., Джаббаров Т.М.
Автоматизация спуско-подъемных операций: путь к безопасности, ускорению и предсказуемости бурения
Fakix X.X., Xasayev R.A., Cabbarov T.M.
Qaldırma-endirmə əməliyyatlarının avtomatlaşdırılması: təhlükəsiz, sürətli və proqnozlaşdırıla bilən qazmaya aparan yol
Fakikh Kh.Kh., Hasayev R.A., Jabbarov T.M.
Automation of tripping operations: the path to safer, faster, and more predictable drilling

NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ İŞLƏNMƏSİ VƏ İSTİSMARI
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ /
DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL AND GAS FIELDS

Əhmədov E.H., Allahverdiyev M.Q., Qurbanov E.V.
Uzun müddət işlənmədə olan neft-qaz yataqlarının qalıq ehtiyatlarının mənimsənilməsi problemləri və hasilatın kompensasiyası tədbirlərinin geoloji-texniki əsasları (II hissə)
Ahmedov E.H., Allahverdiyev M.G., Gurbanov E.V.
Проблемы эксплуатации остаточных запасов нефтяных и газовых месторождений, находящихся в длительной разработке и геолого-технические основы мер по компенсации добычи (II часть)
Ahmadov E.H., Allahverdiyev M.G., Gurbanov E.V.
Problems of exploitation of residual reserves of oil and gas fields under long-term development and the geological and technical basis of measures to compensate for production (2nd Part)

Hüseynova D.F., Tağıyeva S.E., Kazımova D.B.
Darvin küpəsi yatağının işlənməsinin cari vəziyyətinin təhlili və qalıq ehtiyatların mənimsənilməsinin yolları
Guseynova D.F., Taghiyeva S.E., Kazimova D.B.
Анализ текущего состояния разработки месторождения Дарвин купеси и пути освоения его остаточных запасов
Huseynova D.F., Taghiyeva S.E., Kazimova D.B.
Analysis of the current state of development of the Darwin field and the development of its remaining reserves

Redaksiya
"Azərbaycan neft təsərrüfatı"

Baş redaktor
İ.S.Quliyev

Baş redaktorun müavini
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

Tərcüməçi
Ş.N.Hacıadə

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

Переводчик
Ш.Н.Гаджизаде

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

35 **Əsədov M.M., Əliyev E.N., Səlimli A.M.**
Neft hasilatının artırılması üçün müasir kimyəvi reagentlərin sintezi, xassələri və tətbiqi
Asadov M.M., Aliyev E.N., Salimli A.M.
Синтез, свойства и применение современных химических реагентов для увеличения добычи нефти
Asadov M.M., Aliyev E.N., Salimli A.M.
Synthesis, properties and application of modern chemical reagents for increasing oil production

NEFT-MƏDƏN AVADANLIĞI
НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ /
OIL FIELD EQUIPMENT

44 **Mammadov P.H., Alquluyev V.A., Khurshudov I.V., Necimbeyli Kh.R., Shiraliyev K.K., Kerimov V.H.**
The modern manufacturing and total waste management
Məmmədov P.H., Alquluyev V.A., Xurşudov İ.V., Nəcimbəyli X.R., Şirəliyev K.K., Kərimov V.X.
Müasir istehsalat və ümumi tullantıların idarə edilməsi
Мамедов П.Х., Алгулуев В.А., Хуршудов И.В., Неджимбейли Х.Р., Ширалиев К.К., Керимов В.Х.
Современное производство и комплексное управление отходами

NEFTİN, QAZIN HAZIRLANMASI VƏ NƏQLİ
ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА /
PREPARATION AND TRANSPORTATION OF OIL AND GAS

50 **İskəndərov E.X., Hərbizadə M.E.**
Dəniz qaz-kondensat yataqlarında quyu məhsulunun nəqlə hazırlanmasında alternativ enerji mənbələrindən istifadə perspektivləri
Искендеров Э.Х., Харбизаде М.Э.
Перспективы использования альтернативных источников энергии при подготовке к транспортировке продукта из скважин на морских газоконденсатных месторождениях
Iskandarov E.Kh., Harbizade M.E.
Prospects of using alternative energy sources in preparation for transportation of well product in offshore gas-condensate fields

KORROZIYADAN MÜHAFİZƏ
ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ /
CORROSION PROTECTION

57 **Məmmədov K.Ə., Qurbanov H.R., Kazimov Ş.R., Sultanova A.V., Məmmədova N.K., Baxşəliyeva N.E.**
Neft-qaz-mədən avadanlıqlarında baş verən korroziya və duzçökmə proseslərinə qarşı fiziki və kimyəvi üsulların birgə təsirinin tədqiqi
Мамедов К.А., Гурбанов Г.Р., Кязимов Ш.Р., Султанова А.В., Мамедова Н.К., Бахшалиева Н.Э.
Исследование комплексного воздействия физико-химических методов на процессы коррозии и солеотложения, происходящие в нефтегазопромысловом оборудовании
Mammadov K.A., Gurbanov G.R., Kazimov Sh.P., Sultanova A.V., Mammadova N.K., Baxshaliyeva N.E.
Study of the combined effect of physical and chemical methods against the corrosion and salt deposition processes occurring in oil and gas field equipment

NEFT EMALI VƏ NEFT KİMYASI
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ /
OIL REFINING AND PETROLEUM CHEMISTRY

Əsədov S.M., Karakoç M.İ., Əliyeva S.Y.

Katalitik riforminq prosesinin və qurğusunun istilik dəyişdiricisinin iş qabiliyyətinin yüksəldilməsi

Асадов С.М., Каракоч М.И., Алиева С.Ю.

Повышение эффективности процесса каталитического riformинга и производительности теплообменника установки

Asadov S.M., Karakoch M.I., Aliyeva S.Y.

Improving the efficiency of the catalytic reforming process and the heat exchanger of the unit

İQTİSADİYYAT, İDARƏETMƏ, HÜQUQ

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО /
ECONOMY, MANAGEMENT AND LAW

İsgəndərova L.Q.

Neft və qaz sektorunda insan kapitalının istifadə səmərəliyinin qiymətləndirilməsi: SOCAR-ın nümunəsi əsasında

Искендерова Л.Г.

Оценка эффективности использования человеческого капитала в нефтегазовом секторе: на примере SOCAR

Isgandarova L.G.

Assessment of the efficiency of human capital utilization in the oil and gas sector: based on the example of SOCAR

YUBİLYARI TƏBRİK EDİRİK

ПОЗДРАВЛЯЕМ ЮБИЛЯРА /
CONGRATULATIONS TO ANNIVERSARY CELEBRANT

78 Kazımov Elçin Arif oğlu – 60 il!

80 Hüseynov İsmayıl Qədir oğlu – 70 il!

82 Səfərov Qənimət Əsəd oğlu – 75 il!

Yığılmağa verilib 08.07.2026. Çapa imzalanıb 07.08.2026.
Format 60 x 84 1/8. Tabaşırli 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

"Neftqazəlmitedqiqatlayihə" 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

Translator

Sh.N.Hajizadeh

Special correspondent

A.G.Ahmadov

Chief of Formatting department

V.V.Shorkin

Formatting department specialists

A.Z.Abdullayev

Z.R.Asgerov

E.A.Seyfullayeva

Региональные тектонические условия формирования углеводородных залежей Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции и Персидского залива (на примере Туранской плиты и её обрамления)

Б.С. Асланов, д.н.з.¹, Ф.Б. Асланзаде, д.ф.э.н.², Ш.А. Умаров, к.т.н.³,
М.Х. Искандаров³, С.С. Хабибуллаев³

¹НИИ “Геотехнологические проблемы нефти, газа и Химия”,

²Французско-азербайджанский университет,

³Институт стандартов Узбекистана

e-mail: beyler@inbox.ru

Ключевые слова: Персидский залив, Южный Каспий, провинция, геодинамика, сейсмогеодинамика, физиографическая модель, Альп-Гималайский подвижной пояс, сегмент, Аравийская плита, кембрийский фундамент.

Распространение гигантских углеводородных (УВ) месторождений на Земле отмечается преимущественно в зонах сочленения крупных тектонических элементов. Подобными регионами являются бассейны: Персидского залива, Аляски, Венесуэлы, Южно-Каспийской провинции, Туранской плиты и др. С позиции теории глобальной тектоники, образование нефти происходит в результате возгонки и термолiza веществ, затаенных вместе с океаническими осадками в зону поддвига литосферных плит. Впервые, качественно и без каких-либо оценок, в 1970 г. эта идея была высказана Х.Хедбергом. В дальнейшем уже на уровне довольно общих количественных оценок этот возможный механизм образования нефти был продолжен О.Г.Сорохтиным, С.А.Ушаковым, В.В.Федынским, А.А.Абидовым, А.В.Балли, В.П.Гавриловым, Л.И.Лобковским, В.Е.Хаиным, М.Х.Искандаровым, Ш.А.Умаровым и др., которые пытались использовать новые теоретические объяснения, т.е. геодинамику в качестве основы интерпретации геологического строения, прогноза и поисков нефти и газа.

Персидский залив, Южный Каспий и Туранская плита, являются областями скопления гигантских месторождений УВ и расположены в местах наложения передовых прогибов на бывшие гондванские окраины: в Персидском заливе – Месопотамский прогиб, Южном Каспии – Пираллахи-Келькорский, Туранской плите – Газли. Кроме этого, активные сейсмоактивные полосы Персидского залива и Южного Каспия расположены в северных перифериях провинций: Загросская надвиговая система в Персидском заливе и Абшерон-Прибалханская зона поднятия в Южном Каспии. Эти полосы одновременно являются богатейшими нефтегазоносными районами. Подобное совпадение случайно, или связано геологической эволюцией региона? Какова природа этих уникальных месторождений? Где возникла нефть, когда, откуда и каким образом она переместилась в нынешние слои? Статья посвящена ответам на подобные вопросы на основе глубокого анализа предыдущих исследований ученых и полученных геолого-геофизических материалов.

Cənubi Xəzər neft və qaz əyalətində və Fars körfəzində karbohidrogen yataqlarının əmələ gəlməsinin regional tektonik şərtləri (Turan Plitəsi və onun çərçivəsi təmsalında)

B.S. Aslanov, y.e.d.¹, F.B. Aslanzadə, i.ü.f.d.², Ş.A. Umarov, t.e.n.³, M.X. İskəndərov³, S.S. Xabibullayev³

¹“Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və Kimya” ETİ,

²Fransa-Azərbaycan Universiteti,

³Özbəkistan standartlaşdırma İnstitutu

Açar sözlər: Fars körfəzi, Cənubi Xəzər, əyalət, geodinamika, seysmogeodinamika, fizioqrafik model, Alp-Himalay hərəkətli qurşağı, segment, Ərəbistan plitəsi, Kembri bünövrəsi.

Yer kürəsində nəhəng karbohidrogen (HC) yataqlarının paylanması, əsasən, böyük tektonik elementlərin qovşaq zonalarında müşahidə olunur. Bu bölgələrə Fars körfəzi, Alyaska, Venesuela, Cənubi Xəzər, Turan və digər hövzələr daxildir. Qlobal tektonika nəzəriyyəsinə görə, neft okean çöküntüləri ilə birlikdə litosfer plitələrinin subduksiya zonasına çəkilən maddələrin sublimasiyası və termolizi yolu ilə əmələ gəlir. Bu ideya ilk dəfə 1970-ci ildə H. Hedberq tərəfindən keyfiyyətə və əvvəlcədən təhlil edilmədən irəli sürülmüşdür. Neft əmələ gəlməsinin bu mümkün mexanizmi sonradan O.G. Soroxtin, S.A. Uşakov, V.V. Fedinski, A.A. Abidov, A.V. Balli, V.P. Qavrilov, L.I. Lobkovski, V.E. Xain, M.X. İskəndərov, Ş.A. Umarov və

başqaları tərəfindən kifayət qədər ümumi kəmiyyət qiymətləndirmələri səviyyəsində inkişaf etdirilmişdir və onlar neft və qazın geoloji quruluşunun şərh, proqnozlaşdırılması və kəşfiyyatı üçün əsas kimi yeni nəzəri izahlardan, yəni geodinamikadan istifadə etməyə çalışmışlar.

Fars körfəzi, Cənubi Xəzər və Turan nəhəng karbohidrogen yataqları bölgələridir və keçmiş Qondvana sərhədlərinin dərinliklərində yerləşir: Fars körfəzindəki Mesopotamiya hövzəsi, Cənubi Xəzərdəki Pirallahı-Kelkor hövzəsi və Turanda Qazlı hövzəsi. Bundan əlavə, Fars körfəzi və Cənubi Xəzərin seysmik cəhətdən aktiv qurşaqları əyalətlərin şimal kənarlarında, Fars körfəzindəki Zaqros dartma sistemi və Cənubi Xəzərdəki Abşeron-Balxan yüksəliş zonasında yerləşir. Bu qurşaqlar da ən zəngin neft və qaz bölgələri arasındadır. Bu uyğunluq təsadüfdür mü, yoxsa bölgənin geoloji təkamülü ilə əlaqədirmi? Bu unikal yataqların təbiəti nədir? Neft haradan yaranıb, nə vaxt, haradan gəlib və müasir təbəqələrə necə köçüb? Bu məqalə əvvəlki elmi tədqiqatların və mövcud geoloji və geofiziki məlumatların dərin təhlilinə əsaslanaraq bu suallara cavab verməyi hədəfləyir.

Regional tectonic conditions of hydrocarbon deposits formation in the South Caspian oil and gas province and the Persian gulf (using the Turan Plate and its framing as an example)

B.S. Aslanov, Dr. in Soil Sc.¹, F.B. Aslanzade, PhD in Ec. Sc.², Sh.A. Umarov, Cand. of Tech. Sc.³, M.Kh. Iskandarov³, S.S. Khabibullaev³

¹"Geotechnological problems of oil, gas and Chemistry" SRI,

²French-Azerbaijani University,

³Uzbek Institute of Standards

Keywords: Persian Gulf, South Caspian, province, geodynamics, seismic geodynamics, physiographic model, Alpine-Himalayan mobile belt, segment, Arabian Plate, Cambrian basement.

The distribution of giant hydrocarbon (HC) deposits on Earth is noted primarily in the junction zones of large tectonic elements. Such regions include the basins of the Persian Gulf, Alaska, Venezuela, the South Caspian Province, Turan, and others. From the standpoint of global tectonics theory, oil formation occurs as a result of the sublimation and thermolysis of substances drawn along with oceanic sediments into the zone of subduction of lithospheric plates. This idea was first put forward qualitatively and without any estimates in 1970 by H. Hedberg. Subsequently, at the level of fairly general quantitative estimates, this possible mechanism of oil formation was continued by O.G. Sorokhtin, S.A. Ushakov, V.V. Fedynsky, A.A. Abidov, A.V. Bally, V.P. Gavrilov, L.I. Lobkovsky, V.E. Khain, M.Kh. Iskandarov, Sh.A. Umarov, and others, who attempted to use new theoretical explanations, i.e. Geodynamics as the basis for interpreting geological structure, forecasting, and exploring for oil and gas.

The Persian Gulf, South Caspian, and Turan regions are areas of accumulation of giant hydrocarbon deposits and are located where foredeep overlie former Gondwanan margins: the Mesopotamian Trough in the Persian Gulf, the Pirallahı-Kelkor Trough in the South Caspian, and the Turan-Gazlı Trough in the Turan region. Furthermore, active seismic belts in the Persian Gulf and South Caspian are located on the northern outskirts of these provinces: the Zagros Thrust System in the Persian Gulf and the Absheron-Balkhan Uplift Zone in the South Caspian. These belts are also among the richest oil and gas-bearing regions. Is this coincidence coincidental, or is it related to the geological evolution of the region? What is the nature of these unique deposits? Where did the oil originate, when, where did it come from, and how did it migrate to the present-day strata? This article aims to answer these questions based on an in-depth analysis of previous scientific research and existing geological and geophysical data.

На основе анализа и сравнения данных литературных материалов, ограниченно опубликованных в интернет-сайтах в разное время и разными авторами, устанавливалось "генетическое родство" (образование за счет одного и того же источника) в углеводородном составе Персидского залива и Южного Каспия [1–3].

Когда говорят о мировом „черном золоте“, вспоминается Персидский залив, в котором размещены извлекаемые запасы углеводородов мира около 70 млрд. т. нефти и 20 трлн. м³ газа. Подсчеты, выполненные рядом исследователей [4–6], показывают, что согласно модели органического нефтегазообразования биогенные вещества нефтематеринских отложений могли дать не более 7.5 млрд. т нефти, что составляет менее 5 % от геологических нефтяных запасов Персидского залива. Этот фактор и отсутствие единой нефтематеринской

свиты месторождений нефти Персидского залива и Южного Каспия, отвечающей понятию единственного общего источника, свидетельствуют об абиогенной природе нефтяных запасов исследуемых провинций. В настоящее время по природе абиогенного происхождения нефти и газа проведены исследования и разработана гипотеза геологами-нефтяниками Узбекистана, которые отражены в их научных статьях и монографиях [7–9].

Нефтегазоносные провинции Южно-Каспийской мегавпадины и Персидского залива являются элементами единого сейсмогеодинамического блока, которые наглядно иллюстрируются современной сейсмогеодинамической картой (рис. 1, а) и региональной физиографической моделью (рис. 1, б). Геолого-геофизические материалы такие как: тектонические, топографо-геодезические, физические, струк-

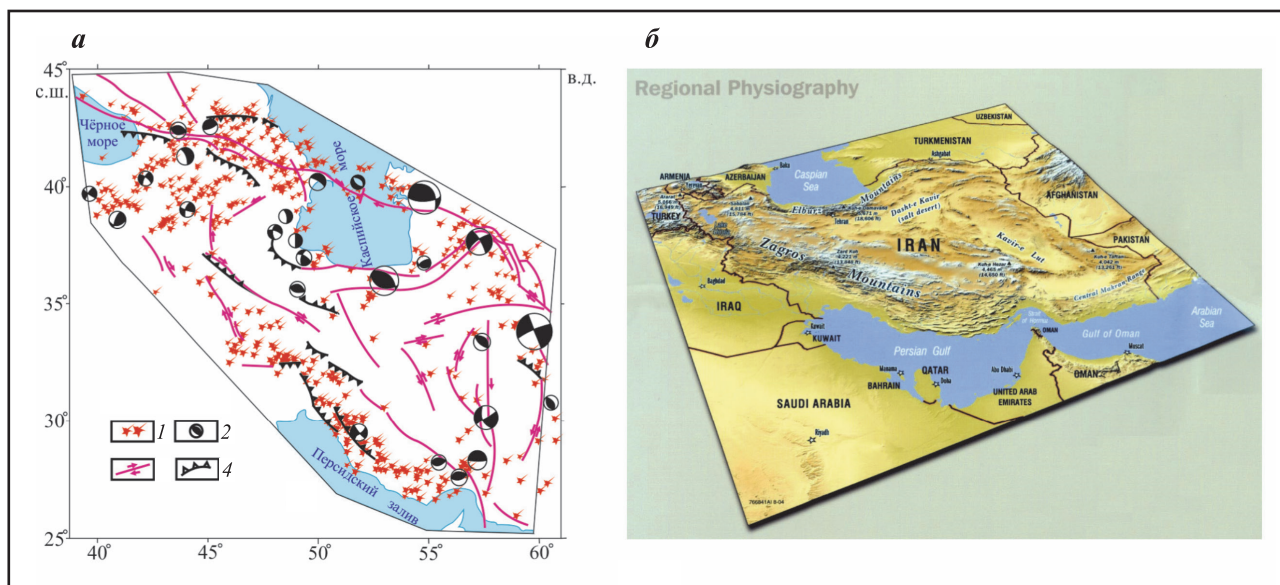


Рис. 1. Современная сейсмогеодинамическая (а) и подробная цифровая (электронная) карта (3D модель местности) (б) исследуемого региона:

1 – эпицентры землетрясений, 2 – гистограммы землетрясений (чёрным показано поле сжатия, белым – растяжение), 3 – трансформные разломы, 4 – надвиговые участки.

Рисунок взят с сайта <http://old.ifz.ru/tecton> и <http://www.nationalsecurity.ru>, доработан Б.С.Аслановым

турные карты по разным горизонтам, физиографическая и сейсмогеодинамическая модели разных лет, глубинные геолого-геофизические разрезы, каталоги землетрясений и т.д., заимствованных, в основном, из интернет-сайтов, служили основой при исследовании Южного Каспия и Персидского залива.

Роль геодинамики при формировании современной тектоники

Исследуемый регион, расположенный между крупными Евразийским и Аравийским литосферными плитами приурочен к сейсмоактивной зоне. Зона относится к кавказскому сегменту Альпийско-Гималайского подвижного пояса (АГПП). Он характеризуется резкой контрастностью и интенсивностью магматических процессов, необычайно высокой тектонической и геодинамической активностью и подвижностью, большой сетью разнонаправленных разломов, являющихся возможными путями миграции полезных ископаемых, в том числе и углеводородов.

Образование АГПП связывается с коллизией Аравийской и Центрально-Иранской плит. Сегмент пояса, в который включены Центральный Иран, Загрос, Макран и Южный Каспий – расположен к востоку от северного выступа Аравийской плиты [1, 2, 10–13]. Вероятным продолжением северной ветви Неотетиса, является Центрально-Иранский микроконтинент.

Он характерен позднедокембрийским метаморфическим фундаментом и венд-триасовым платформенным чехлом. На востоке выделяется меридионально вытянутый Лутский блок.

Геодинамическая эволюция этого региона, согласно работам [1, 2, 4–6, 11–19] тесно связана со сдвигом Аравийской плиты в северо-восточном направлении, который начался от мезозоя и продолжался в течение всего олигоцена до раннего миоцена. В результате образовались Иранское плато и Эльбурские горы. При этом отделился центральный Иран от Каспийского палеобассейна.

Деформированные блоки, в области между Южным Каспием и Черным морем, а также прилегающие тектонические элементы низкого порядка в пределах Персидского залива и Южного Каспия тоже являются результатом этого сдвига (рис. 2, а, б). Сдвиговые движения, в той или иной степени продолжают до настоящего времени. По этим картам хорошо видны блоки разных размеров, глубинные разломы и сдвиги, которые сыграли большую роль для поддержки неотектонической обстановки.

В мезозойской истории развития основных тектонических элементов региона установлены все главные этапы её формирования в условиях горизонтального перемещения Евразийской и Афроаравийской континентальных

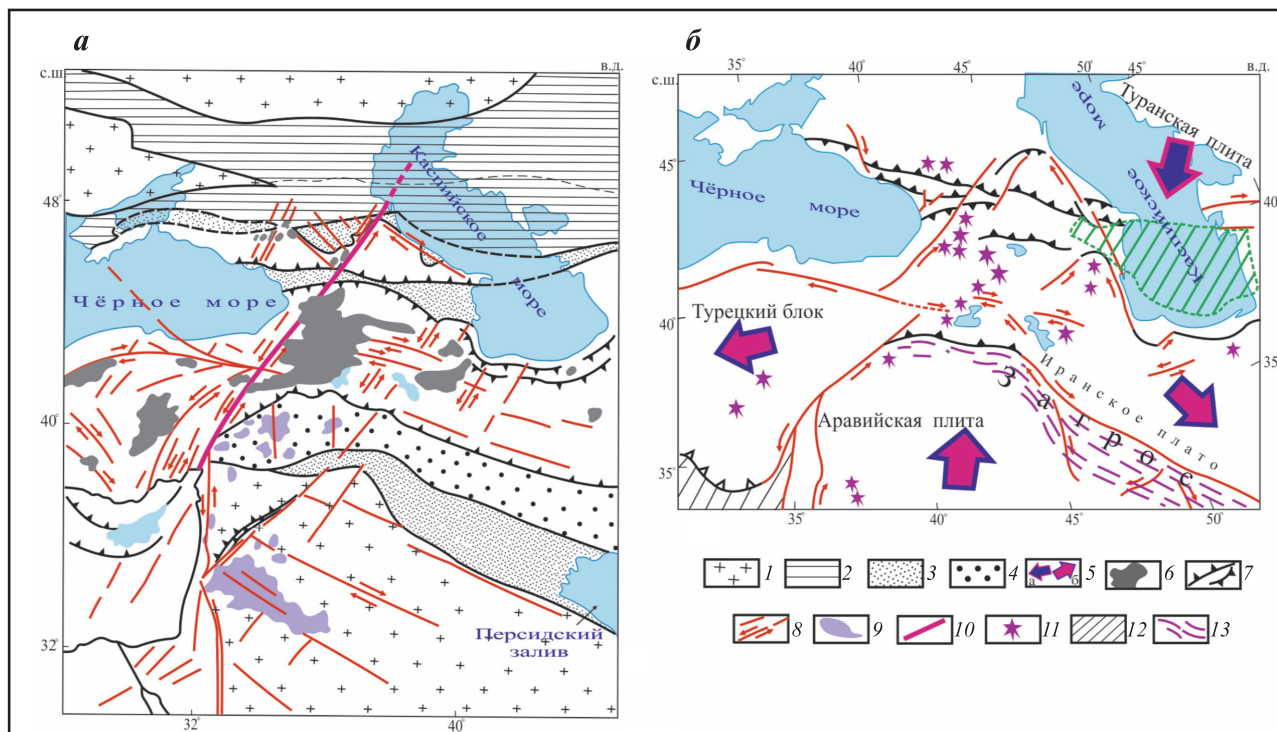


Рис. 2. Современная структурно-геодинамическая схема (а) (по Н.В.Короновскому [7]) и принципиальные тектонические особенности (б) исследуемого региона (по Л.С.Смит-Рошу [2]):

1 – докембрийские плиты, 2 – эпипалеозойские плиты, 3 – передовые и межгорные плиты, 4 – погруженная часть Аравийской плиты, 5 – главные направления относительного движения Земной коры (геоблоки, альпийские складчатые структуры: а – предложенный автором данной статьи, б – предложенный автором работ [7]), 6 – участок распространения коллизионного вулканизма (поздний миоцен-антропоген), 7 – надвиг и основные (главные) направления простираения геоблоков, 8 – сдвиги и прочие разрывы (стрелки показывают относительное движение), 9 – базальтовый вулканизм Аравийской плиты (в основном четвертичный), 10 – Аграхано-Тбилиско-Левантинская левосдвиговая зона, 11 – коллизионные вулканы, 12 – океаническая кора, 13 – складчатая зона Загросского надвига

Рисунок доработан Б.С.Аслановым

плит, в ходе которых происходило постепенное сокращение акватории океана палео Тетис до полного его исчезновения. Основываясь на общих закономерностях тектонической и магматической эволюции, установлено, что в этом регионе в Мезотетисе существовали условия пассивной континентальной окраины (ПКО). ПКО – регион, в котором шельф подстилается континентальной корой. Приуроченность большинства запасов углеводородов к ПКО – закономерность, которая неоднократно отмечалась геологами в научных трудах геологов А.И.Конюхова, Л.Э.Левина, В.Е.Хаина, Б.А.Соколова, Р.Г.Гарецкого, С.А.Ушакова и др. По их данным, с ПКО связано 7/8 всех выявленных запасов нефти и газа, из которых только 1/8 этих запасов приходится на долю активных континентальных окраин (АКО). АКО возникает там, где под континент погружается океаническая кора.

Закрытие мезозойского океана Тетис приходится на кайнозойскую эру, причем в ряде мест

процессы субдукции продолжают до настоящего времени, с различной степенью выраженности. Например, в северной части Южного Каспия (Предкавказско-Туркменский трансформный разлом), также на севере Персидского залива (Загросский надвиг). Периферия палеоокеана Тетис регионально нефтегазоносна [3, 20, 21]. Именно в её пределах находятся нефтегазоносные провинции Южного Каспия и Персидского залива. Северо-восточная окраина Африкано-Аравийского континента в кайнозойское время испытала столкновение с Иранской плитой. Интенсивное прогибание этой территории земной коры – результат надвигания на край платформы островодужных систем юго-западной периферии океана Тетис. Наибольшие запасы углеводородов также концентрируются в тех толщах, которые существовали на окраинах материков в период закрытия океанов, прежде всего, это юрские и меловые отложения, а также палеозойские (пермские) в нефтегазоносных зонах Персид-

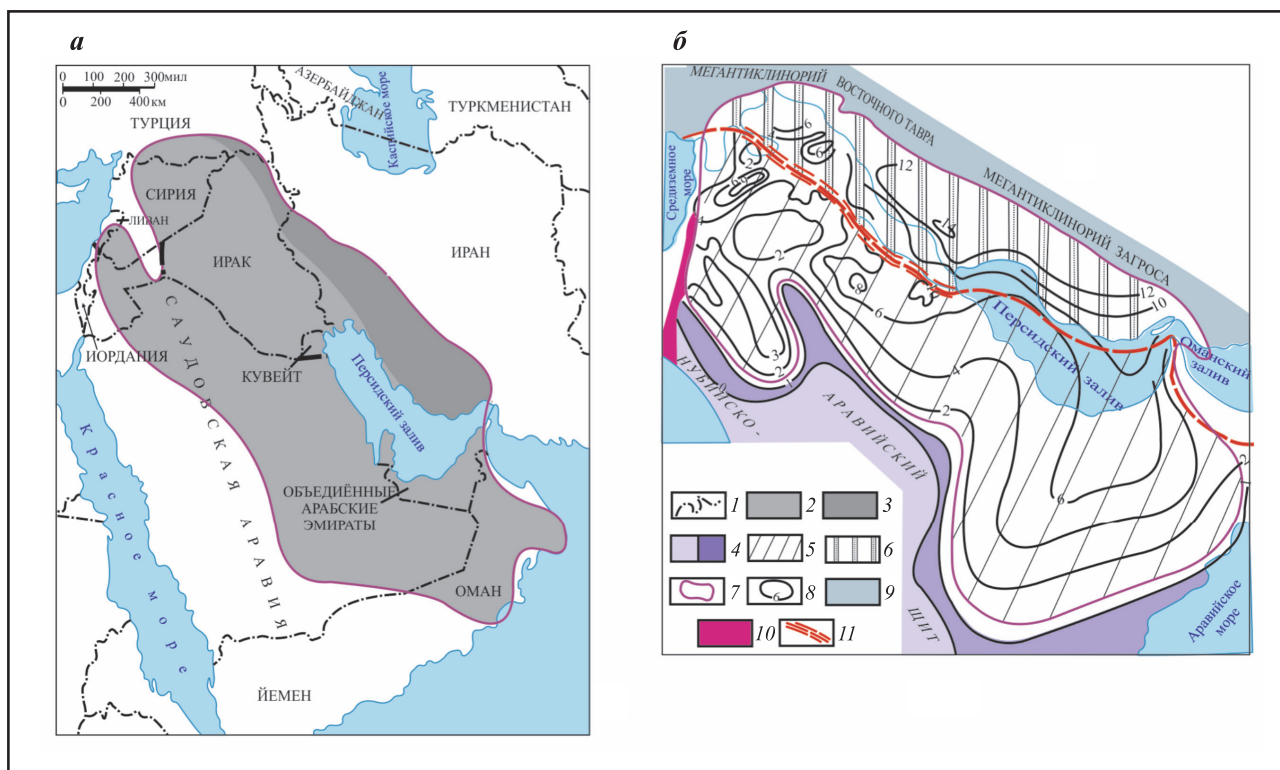


Рис. 3. Обзорная карта (а) и карта изопакит осадочного чехла Персидского залива (б):

1 – линии межгосударственных границ, 2 – насыщенная нефтегазоносная территория, 3 – богатая нефтегазоносная территория, 4 – Нубийско-Аравийский щит под маломощным осадочным чехлом, 5 – Аравийская плита, 6 – Предзагорский краевой прогиб, 7 – граница бассейна Персидского залива, 8 – изопакиты осадочного чехла, 9 – мегантиклинорий восточного Тавра и Загроса, 10 – Ерасноморский рифт, 11 – разломы, разделяющие геотектонические области в пределах бассейна Персидского залива.

Рисунок взят с сайтов <http://www.ipages.ru> (карта изонахум) и <http://www.nationalsecurity.ru>, доработан Б.С.Аслановым.

ского залива.

Нефтегазоносный бассейн Персидского залива (НБПЗ)

Одним из уникальных регионов подобного сочленения является осадочный бассейн Персидского залива. Здесь сосредоточено 54 % всех запасов углеводородного сырья на планете. Здесь же расположены более двух десятков супергигантских месторождений, запасы каждого из которых превышают 1 млрд. т нефти, а газа – 1 трлн. м³. Нефтегазоносный бассейн Персидского залива расположен на северной периферии Аравийского – Нубийского щита, в зоне сочленения с горно-складчатым альпийским поясом. Его обрамлением на севере и северо-востоке являются складчатые сооружения Загроса и Восточного Тавра, на юге и юго-западе – эпирифтовые поднятия Южной Аравии, известные как плато Хадрамаут, и другие, на западе – Алеппское поднятие и складчатые комплексы Пальмирид. Восточным обрамлением бассейна служит обдукционный офиолитовый комплекс Омана.

В структурном отношении бассейн Персидского залива делится на платформенную часть, отвечающую северным и восточным склонам Аравийско-Нубийского щита и области передовых (краевых) прогибов (рис. 3); Предтаврская зона дислокаций, Месопотамский и Южно-Оманский краевые прогибы.

Толщина осадочного чехла в пределах северной и восточной периферийных областей Аравийского кратона меняется от 1–2 до 4.5–7 км. В Месопотамском прогибе мощность толщи осадочных пород резко возрастает, достигая в погруженных участках 15 км. На рубеже олигоцена и миоцена произошло закрытие океана Тетис, которое сопровождалось воздыманием горноскладчатых поясов (Загорские, Эльбурские и Кавказские горы) и заложением крупных и мелких предгорных и межгорных прогибов. Тектонические события, приведшие к закрытию океана Тетис, создали благоприятные структурные условия для генерации и аккумуляции УВ, особенно на ряде бывшей пассивной Гондванской окраины. Интенсивные тектонические дислокации и скупивание оса-

дочных масс на огромных пространствах ускорили процессы нефте- и газообразования в отложениях, образовавшихся некогда на континентальных склонах и их подножиях в периферийных областях океана Тетис. Потоки жидких и газообразных УВ мигрировали из областей, затронутых складчатостью и метаморфизмом, в сторону древних шельфов, где заполнили возникшие на предыдущих этапах ловушки и резервуары. Однако лишь на южной окраине исчезнувшего океана сформировавшиеся залежи УВ смогли сохраниться до наших дней (Персидский залив и Южный Каспий).

Бассейн занимает Персидский залив с глубинами, не превышающими 100 м, примыкающую к нему с северо-запада обширную равнину рек Тигра и Евфрата, а также прибрежные равнины в обрамлении залива. Общая площадь бассейна (в тыс. км²) составляет 5066–5063, из них на сушу приходится 4853, а на акваторию лишь 213.

НБПЗ относится к пяти наиболее богатым бассейнам мира (наряду с Западно-Сибирским, Западно-Канадским, Оринокским и Северо-Каспийским). Он уникален по начальным извлекаемым запасам УВ (текущие запасы свыше 150 млрд. т условного топлива – 92–107 млрд. т нефти, 50 трлн. м³ газа; начальные запасы УВ с учетом суммарной добычи превышают 180 млрд. т; в том числе нефть – свыше 130 млрд. т, газ – 52 млрд. м³). Оценка текущих запасов нефти и конденсата в наиболее богатой Саудовской Аравии достигает 36–42 млрд. т. Уникальны запасы нефти Кувейта, Ирана, Ирака. Огромные запасы газа выявлены в Иране, а в последние годы и в Катаре, как на побережье, так и в акватории залива.

Бассейн пограничного (перикратонно-предгорного, платформенно-складчатого) типа возник на стыке Аравийской древней континентальной окраины с АГПП. Бассейн имеет платформенное юго-западное и орогенное северо-восточное обрамление, резко асимметричен. Он охватывает Месопотамский краевой прогиб и пологую опущенную часть Аравийской плиты – перикратона, отделенную от края Аравийского щита зоной, лишенной месторождений УВ.

НБПЗ с начала 1940-х гг. занимает лидирующее положение среди нефтедобывающих регионов мира. Провинция является уникальной концентрацией нефти и газа показаны на рис. 3, а. Она включает Аравийский п-ов и тер-

ритории Бахрейна, Иордании, Ирака, Юго-Западного Ирана, Катара, Кувейта, ОАЭ, Омана, Саудовской Аравии, большей части Сирии, юго-восточной Турции. Провинция приурочена к крупной асимметричной гетерогенной впадине (рис. 3, б), сформировавшейся в процессе длительного прогибания в области сочленения Африкано-Аравийской платформы с АГПП. Основными тектоническими элементами являются Аравийская плита и Месопотамский краевой прогиб, образующие соответственно платформенный и складчатый борта бассейна. Фундамент архейско-протерозойский. Осадочный чехол представлен отложениями от вендского до четвертичного возраста, максимальной толщиной 10–12 км в наиболее прогнутой части бассейна и минимальной – 2–2.5 км по его периферии (районы, примыкающие к Аравийско-Нубийскому щиту).

Палеозойский разрез в геологическом строении НБПЗ преимущественно песчано-глинистый. Пермские, мезозойские, палеогеновые и нижнемиоценовые отложения представлены в основном карбонатными породами. В составе неоген-четвертичных отложений преобладают терригенные разности, среди которых выделяется соленосная толща среднего миоцена толщиной до 1 км. Основные нефтегазоносные комплексы – пермский, верхнеюрский, нижнемеловой, верхнемеловой и олигоцен-нижнемиоценовый. На мезозойские отложения приходится 3/4 разведанных запасов нефти, основные запасы газа сконцентрированы в пермских и кайнозойских породах. Подавляющая часть месторождений сосредоточена на восточном погружении Аравийской плиты (Басра-Кувейтская впадина, структурная терраса Газа, впадина Руб-эль-Кали) и в Месопотамском краевом прогибе. В Месопотамском прогибе скопления углеводородов приурочены главным образом к олигоцен-нижне-миоценовым (свита асмари) и верхнемеловым известнякам на глубине 0.2–2.7 км. Основные разведанные запасы углеводородов в бассейне сосредоточены в интервале глубин 1–3 км. На интервал 2–3 км приходится максимум запасов нефти и газа, а на глубине 3–5 км – максимум запасов газа. Месторождения структурного типа большей частью многопластовые. В Месопотамском прогибе залежи приурочены к крупным высокоамплитудным антиклинальным складкам, вытянутым вдоль Загросской складчатой системы с северо-запада на юго-восток (рис. 4, б). Значительная

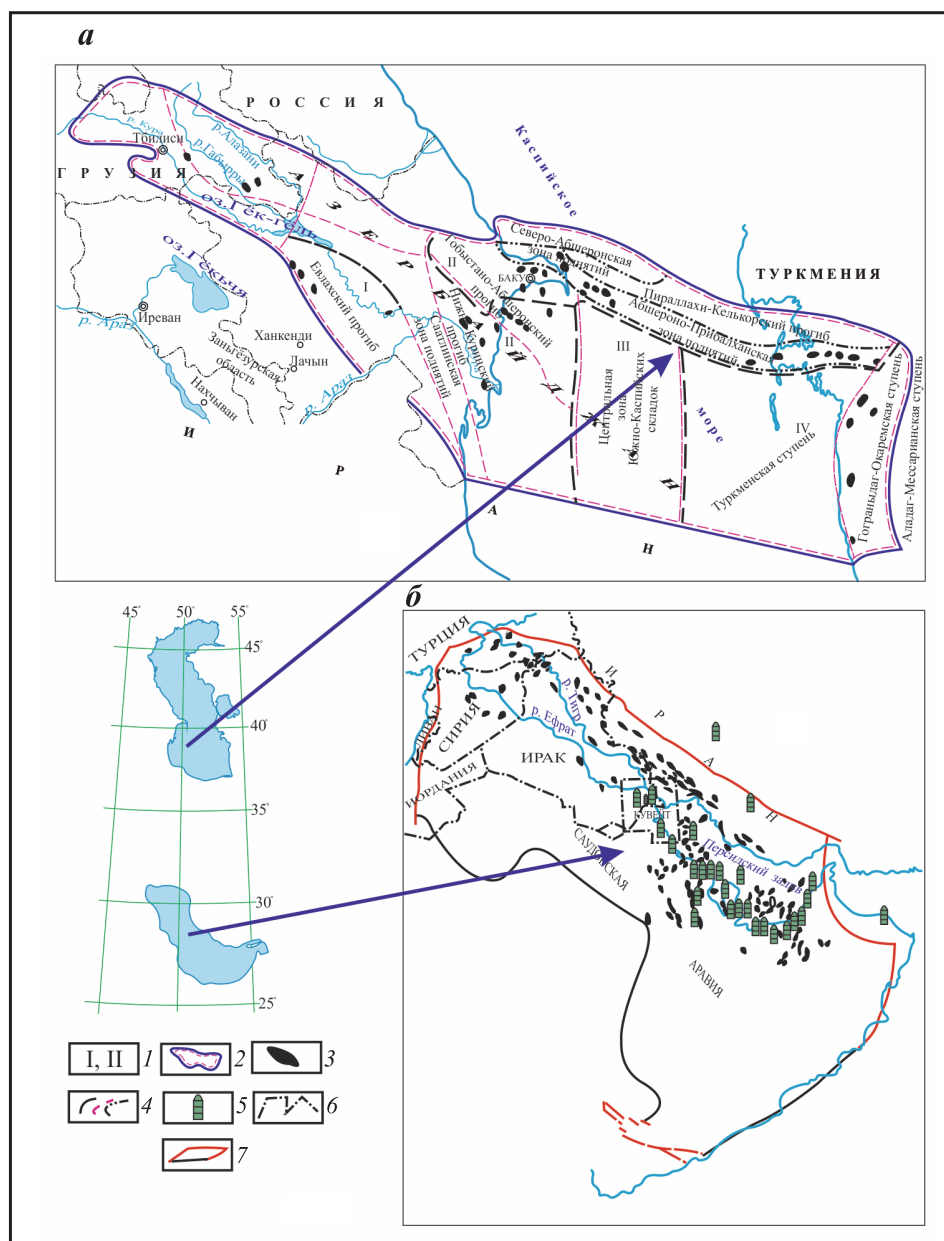


Рис. 4. Нефтегазоносные провинции – Южный Каспий (а) и Персидский залив (б):

I – нефтегазоносные области в пределах Южно-Каспийской провинции: *I* – Гобьстано-Кури́нская, *II* – Абшeроно-Прибалханская, *III* – Центрально-Южно-Каспийская, *IV* – Западно-Туркменская; 2 – граница Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции, 3 – нефтегазоносные структуры, 4 – граница нефтегазоносных областей, 5 – крупные нефтеперерабатывающие заводы, 6 – линии межгосударственных границ, 7 – граница нефтегазоносной провинции район Персидского залива.

Рисунок взят с сайтов <http://www.biblioclub.ru> (Персидский залив) и <http://www.mining-enc.ru> (Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция), доработан Б.С.Аслановым.

часть месторождений нефти и газа приурочена к структурам соляного диапиризма. Плотность нефтей 820–990 кг/м³, преобладают нефти средней плотности 855–860 кг/м³.

Более чем 1500 трлн. кубических футов запасов газа было открыто в пермотриасовых карбонатах, запечатанных мощными триасовыми ангидритами в складчатом поясе Загрос (юго-западный Иран), южная часть Персидского залива (Иран, Катар и Абу-Даби) и Саудовская Аравия. Генерация нефти началась в сред-

ней юре на площадях обширного погружения, в то время как главная фаза генерации достигнута локально в начале среднего мела. Огромные объемы нефти, затем газа, аккумулировались в нескольких главных региональных сводах и соляно-купольных структурах, относящихся к Загросскому орогену. Часть газа была потеряна в процессе складкообразования, поскольку некоторые антиклинали были разрушены. Другие порции газа вместе с легкой нефтью переместились в неразрушенные антиклинальные

ловушки.

Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция (ЮКНП)

Провинция расположена в пределах Азербайджана, восточной части Грузии и западной части Туркмении. По расположению и ориентации нефтяных структур, она напоминает провинцию Персидского залива (рис. 4, а, б). Площадь свыше 200 тыс. км². Включает Габырры-Аджиноурскую, Евлах-Агджебединскую, Гобустан-Абшеронскую, Нижнекуринскую, собственно Южно-Каспийскую нефтегазоносные районы и Западно-Туркменскую газонефтеносную область. Наиболее известны месторождения: Самгори-Патардзеули, Наф-талан, Мурадханлы, Кюровдаг, Нефтчала, Сабунчу-Балаханы, Рамана, Бибиэйбат, Бинага-ди, Нефть Дашлары, Шахдениз, Азери, Чыраг, Умид, Готуртепе, Небит-Даг, Гограньдаг, Ока-рем и др. Первые нефтяные месторождения (Балаханы-Сабунчу-Рамана, Челекен) были открыты и разрабатывались кустарно с середины XIX в. Планомерные поисковые работы на нефть и газ стали проводиться с 1920-х гг. XX в.

В тектоническом отношении ЮКНП образовалась в результате регионального прогибания, будучи сопряженной с главнейшими геоструктурными элементами Загросского надвига, блока Деште-Лут и Туранской плиты с похожими геодинамическими режимами. Она разбита на ряд депрессионных структур: Куринская межгорная впадина, состоящая из Верхне-, Средне- и Нижнекуринского прогибов, впадины Южного Каспия, в которую входят Южно-Абшеронский, Пехлеви-Горганский, Приэльбурский прогибы, а на востоке – Западно-Туркменский, Прибалхано-Кызылкумский и Огурчино-Чикишлярский прогибы. С севера к данной системе прогибов примыкают другие составные части мегавпадины Шамахи-Гобустанский и Абшеронский прогибы (рис. 4, а).

Северным и северо-восточным ограничением ЮКНП служат мегантиклинорий Большого Кавказа и его подводное продолжение, представленное Абшерон-Прибалханской зоной антиклинальных поднятий, а южным – мегантиклинорий Малого Кавказа. На востоке мегавпадина упирается в Дзирюльский выступ кристаллического фундамента. Кристаллическое основание ЮКНП в её различных частях име-

ет тенденцию к ступенчатому погружению. В западной части оно залегает на глубине 4–6 км, в Среднекуринском прогибе – 16 км, в Нижнекуринском погружается до 20 км, а в Южно-Каспийской впадине опускается более чем на 25 км. Ступенчатое погружение доальпийского субстрата происходит и в поперечном направлении от Большого и Малого Кавказа к центральной части ЮКНП. Границами между частными прогибами служат погребенные поднятия доальпийского фундамента и ограничивающие их глубинные разломы.

То, что нижнеплиоценовые отложения в Южном Каспии являются продуктивной толщей (ПТ), а также формирование и миграция нефти продолжают оставаться объектом обсуждения среди исследователей. Основным нефтеносным комплексом Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции, содержащим почти все разведанные запасы нефти и газа, является ПТ плиоцена и её аналог – красноватая толща (КТ) в Западной Туркмении.

ПТ представлен чередованием песчаных коллекторов и глинистых покровов общей мощностью от 1.2 до 4 км, КТ – монотонным чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород мощностью 0.8–3 км. В западной части провинции на погружении Малого Кавказа (Гянджинский нефтегазоносный район) и в восточной Грузии ПТ отсутствует. Здесь залежи углеводородов обнаружены в отложениях майкопской серии олигоцена-нижнего миоцена и в породах верхнего мела. Основные районы добычи нефти и газа приурочены к Абшерон-Прибалханской нефтегазоносной области Азербайджана и к Западной Туркмении. Коллекторы ПТ на месторождениях Абшеронского п-ова представлены хорошо отсортированными кварцевыми песками с высокими значениями пористости и проницаемости. В разрезе выделяется до 40 нефтегазоносных объектов. Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, реже литологически ограниченные.

Месторождения приурочены к брахиан-тиклиналям, разбитые многочисленными нарушениями различной амплитуды, нередко осложнены грязевым вулканизмом. В составе газового конденсата преобладают лёгкие углеводороды, количество парафина, смол, асфальтенов незначительно. Плотность конденсата 729–813 кг/м³, т.е. нефти легче, чем в Персид-

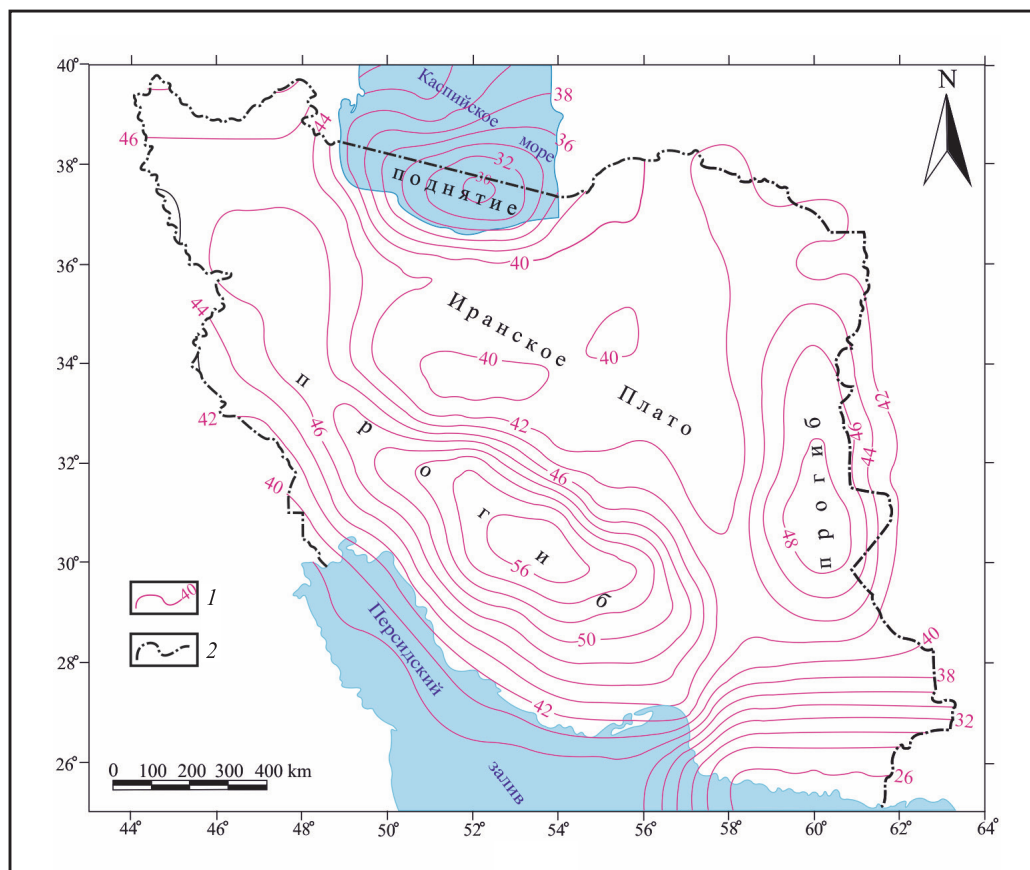


Рис. 5. Результаты интерпретации геолого-геофизического материала в исследуемом регионе:

I и *III* геологические разрезы; *II* сопоставление стратиграфических разрезов по скважинам, расположенных по обе стороны Главного Загросского надвига (*a* и *б*) и на Малом Кавказе (С, СГ-1); *IV*) расположение профилей. Усл. об.: 1 – область нефти (конденсат или газ), 2 – известняки, 3 – глины, 4, 5 – вулканогенные породы, 6 – крупнозернистые пески, 7 – обломки интрузивных пород, 8 – разломы и вулканы глубокого заложения, 9 – скважины

ском заливе.

Западно-Туркменская впадина является восточной частью ЮКНП. Она выполнена громадными по мощности мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Только мощность неогена в пределах Западно-Туркменской впадины достигает 5–6 км. Нефтяные и газовые залежи Западно-Туркменской впадины связаны с песчано-глинистой толщей плиоцена.

На основе теории литосферных плит были проанализированы геодинамические преобразования геологической эволюции, тектоническое строение основных литосферных плит (геоблоков альпийского складчатого пояса) ЮКНП и НБПЗ. Сравнивая нефтегазоносные структуры, с учетом переинтерпретации существующего геолого-геофизического материала, нами составлены профильные разрезы в двух направлениях, отражающие геологическое строение исследуемого региона (рис. 5, *I* и *III*). По этим разрезам наглядно иллюстрируется тектоническое строение обеих провинций,

как глубинное, так и поверхностное. При этом наблюдается явное расхождение в структурно-тектоническом строении. Следует подчеркнуть, что по Каспийскому региону нами были использованы существующие разрезы, составленные по многочисленным скважинам (рис. 5, *IV*, красный цвет).

Поверхностное геологическое строение (нефтегазоносная толща) Персидского залива осложнено Загросским надвигом, Южного Каспия – Абшерон-Прибалханской зоной поднятий. Подобное осложнение согласуется образованием складчатых систем на основании процессов сжатия и растяжения, которые продолжают и в настоящее время [4–6]. Таким образом, Абшерон-Прибалханский порог, характеризуется как зона развития палеоген-миоценовой складчатости, одновременно в тектоническом отношении является гигантским структурным “седлом” между Альпийской синклиналью и Эпигерцинской платформой, а Загросский надвиг или орогенно-сбросовая

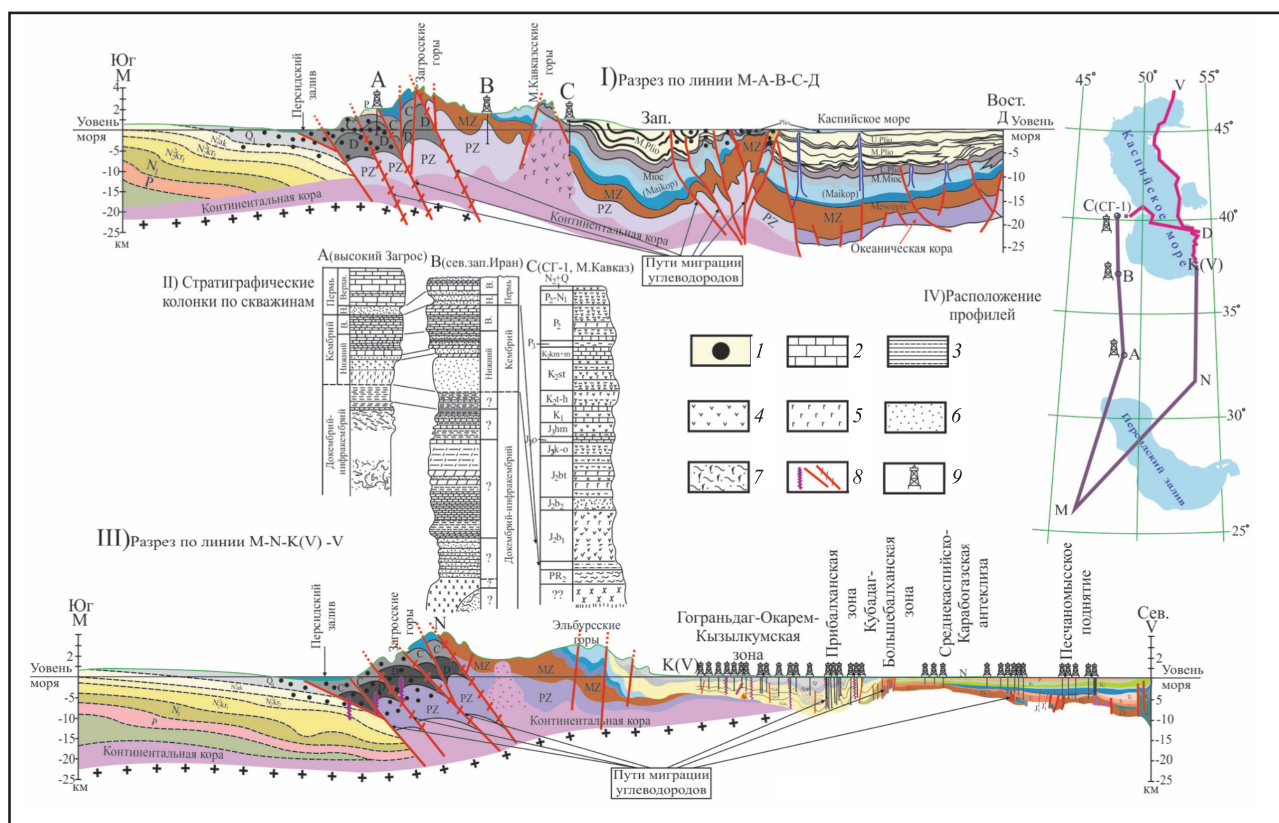


Рис. 6. Структурная карта границы Мохо (толщина Земной коры). Карта составлена по сейсмологическим данным [11]:

1 – изогипсы по кровле границы Мохо, 2 – межгосударственная граница

зона, осложнена комплексом палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений, образовавшихся в результате столкновения Аравийской и Евразийской плит в конце мезозоя и в начале кайнозоя. Кроме того, Абшеронский порог и Загросский надвиг наложены на глубоких прогибах. Абшеронский порог на Пираллахи-Келькорском прогибе (ПКП), а Загросский надвиг – на Месопотамском. Помимо этого, Загросский надвиг представлен хребтом, протяженность которого достигает до 1300, ширина до 250 и высотой до 4.5 км. Сложен он мощным (до 8–10 км) осадочным чехлом, смятым в крупные и весьма протяженные (до 350 км) складки пассивной окраины Аравийской плиты, постепенно изменяющие простирание от северо-запада на восток-северо-восточное. При этом отмечаются и схожие строения нефтяных месторождений Персидского залива и Южного Каспия. Это ещё раз свидетельствует о том, что эти нефтяные провинции образовались в едином бассейне Палео-Тетиса, но в процессе эволюции мегабассейн разделился на провинции Персидского залива и Южного Каспия.

На схематичной структурной карте по поверхности границы Мохо (рис. 6), составлен-

ной по сейсмологическим данным за последние 50 лет (каталог землетрясений исследуемого региона) выделяются два прогиба, расположенные почти перпендикулярно по отношению друг к другу: на северо-востоке Загросского надвига и Иранского нагорья, с протяженностью более 400 км и с глубиной более 56 км и в пределах Деште-Лутского блока с протяженностью около 200 км и с глубиной 48 км [19]. Между ними в центральной части Ирана на глубине 40 км вырисовывается равнина, известная по литературным источникам как Иранское плато. Далее на севере, в Южном Каспии, на глубине 36 км выделено поднятие с амплитудой 6 км. Прогиб на северо-востоке Загросского надвига и Иранского нагорья, по всей вероятности, является неотъемлемой частью Месопотамского передового прогиба, а в пределах Деште-Лутского блока может иметь инверсионное строение. Геологическое строение Южного Каспия в глубинных слоях представляет собой наложенную мульду, приуроченную к переходному тектоническому режиму, т.е. от орогенной Альпийской геосинклинали и Эпигерцинской платформы.

Для того, чтобы анализировать полученное представление о геологическом строении ис-

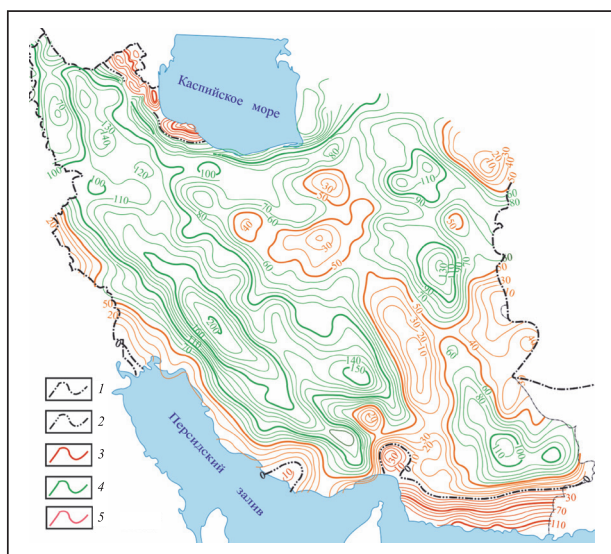


Рис. 7. Гравиметрическая карта [14] Ирана в редукции Буге $\sigma = 2\,300 \text{ кг/м}^3$:

1 – граница, 2 – нулевые изолинии; изолинии гравитационного поля: 3 – положительные, 4 – отрицательные и 5 – тоже отрицательные до 50 м Гал. (рисунок доработан Б.С.Аслановым.)

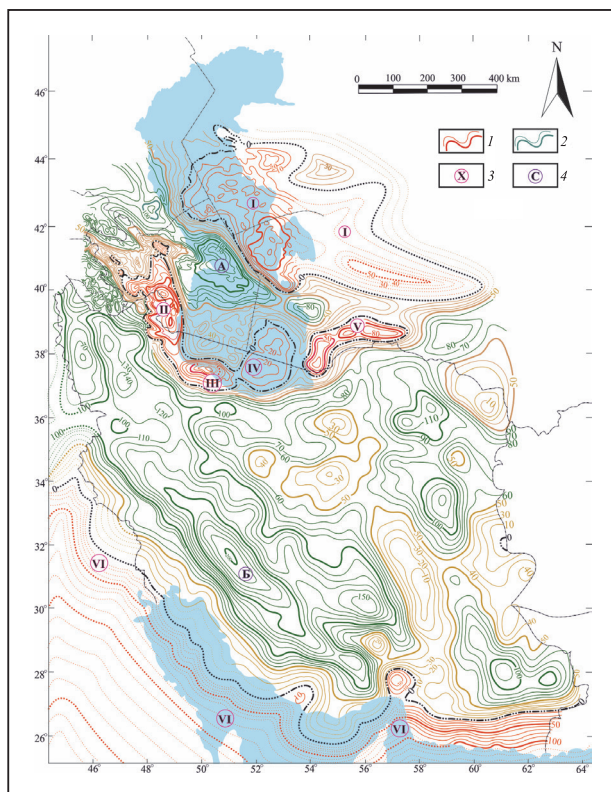


Рис. 8. Гравиметрическая карта исследуемого региона в редукции Буге $\sigma = 2\,300 \text{ кг/м}^3$:

1 – положительные и 2 – отрицательные изолинии гравитационного поля, 3 – гравитационные максимумы: I – Среднекаспийско-Туранский, II – Муган-Гарабахский, III – Сафидрудский, IV – Южно-Каспийский и V – Северо-Копетдагский; 4 – гравитационные минимумы: А – Северо-Абшеронский и Б – Северо-Загорский (рисунок составил Б.С.Асланов.)

следуемого региона, была проанализирована гравиметрическая карта Ирана, взятая из работы [15] и дополненная нами (рис. 7). Эта карта была сведена подобной картой в пределах Южно-Каспийской нефтегазоносной провинций (рис. 8).

Судя по гравиметрической карте Ирана, вдоль Загорского надвига в СЗ-ЮВ направлении протягивается гравитационный минимум с интенсивностью до 300 мГал. Геологическое истолкование этого минимума позволяет предполагать, что он связан с глубинным тектоническим строением. Его параметры, т.е. размеры и интенсивность, нельзя объяснить складчатым строением Загорского надвига и сооружениями Иранского нагорья. Кроме этого, минимум в плане соответствует северо-восточной части Месопотамского передового прогиба (МПП).

По мнению А.В.Забанбарка [22], МПП имеет асимметричное строение с внутренним северо-восточным дислоцированным бортом и внешним более пологим юго-западным бортом, наложенным на краевую часть Аравийской платформы и примыкающий к складчатому сооружению Загорс. Наиболее интенсивное формирование тектонических структур фиксируется на внешнем борту, где развиты большой протяженности и сравнительно узкие складки, группирующиеся в зоны, параллельные Загорскому складчатому сооружению. Сам прогиб окончательно сформировался в заключительной фазе альпийской складчатости. Сдвиговые дислокации, доминировавшие в Загорсе, привели к дисгармоничному смятию осадочной толщи. Углеводороды в Месопотамском прогибе содержатся в образованиях верхнего и нижнего мела, верхней, средней юре и верхнепермских породах.

МПП является самым крупным прогибом в рассматриваемом регионе, он протягивается на расстояние до 2.5 тыс. км с северо-запада на юго-восток. Его ширина меняется от 180 до 400 км, а общая толщина осадочного чехла в наиболее прогнутой (осевой) части достигает 14–15 км. В позднедокембрийское и палеозойское время древние континентальные массивы, существовавшие на территории Ирана, составляли одно целое с Аравийской континентальной платформой. На их разделение в перми или триасе, т.е. в период раскрытия мезозойского Тетиса, указывает пояс офиолитов Загорса, приуроченный к линии Главного Загорско-

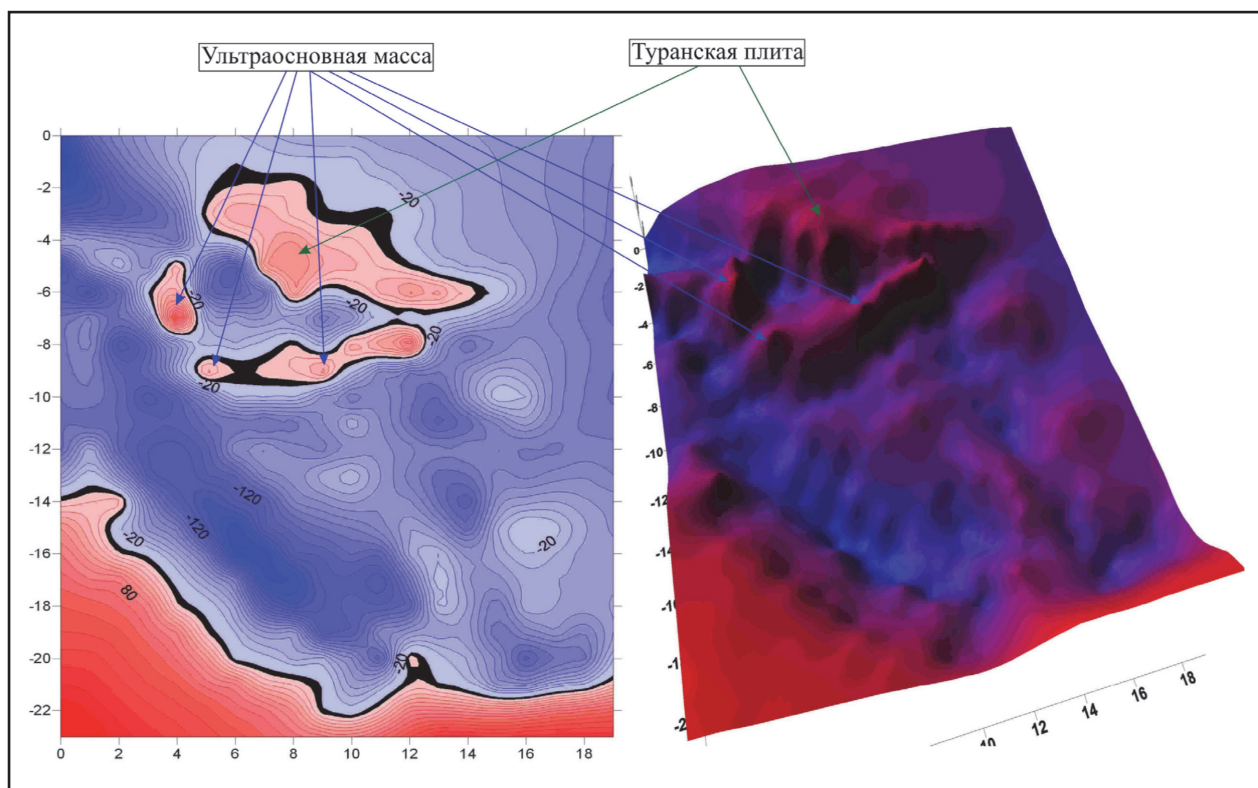


Рис. 9. 3D модель, составленная в программе “SURFER” по гравиметрической карте в редукции Буге

го надвига.

К подобному геотектоническому преобразованию можно отнести и ПКП. МПП сформирован на стыке Аравийской платформы с Иранским плато, а ПКП на стыке Эпигерцинской платформы с северо-востока и Альпийской складчатости с юго-запада. Однако парадоксально, что размеры этих прогибов не сравнимы.

Оба прогиба оказались наложенными на более древние осадочные бассейны. Это связано с тем, что в геодинамической эволюции бассейнов Персидского залива и Южного Каспия выделяются два тектонических этапа: сначала регион развивался как часть континентальной окраины Гондваны вплоть до столкновения её с Евразийским континентом. В результате этого столкновения образовалась Загросская зона складчатости, затем перед ней возник МПП, наложенная на северные, некогда глубоководные участки этой окраины. Параллельно подобная эволюция происходила на северной окраине сейсмогеодинамического блока, в результате образовался ПКП. Мы предполагаем, что этим же объясняется глубинное строение НБПЗ и ЮКНП.

Сравнивая гравиметрическую карту (см. рис. 6) и структурную карту по поверхности Мохо, мы предполагаем, что самая глубокая

часть МПП расположена севернее, т.е. под Загросским надвигом. То же самое относится к ПКП, т.е. самая глубокая часть расположена северо-восточнее, под Абшерон-Прибалханским порогом.

Подобное представление хорошо иллюстрируется на 3D модели гравиметрической карты (рис. 9), составленной нами по программе SURFER. Здесь хорошо видно, как расположены НБПЗ и ЮКНП. Тектоническое строение обеих провинций представляется инверсионным, т.е. они размещены на глубоких “котловинах”. Однако образование углеводородного потенциала связано, по всей вероятности, с абсолютно разной геотектонической обстановкой, тем более тектоническими единицами. На наш взгляд, углеводороды Персидского залива образуются во впадине МПП. На этот процесс воздействует динамика трёх тектонических единиц: Аравийская плита, Деште-Лутский блок и Иранское плато. Согласно нашему представлению, при движении Аравийской плиты в северо-восточном направлении, юго-восточный край соприкоснется с блоком Деште-Лут, а блок, при повороте против часовой стрелки, сжимает Иранское плато. В результате этих сжимающих сил в глубинных недрах МПП создаётся благоприятное условие для образования углеводородов. В дальней-

шем, вновь благодаря этим сжимающим силам, углеводороды мигрируют по существующим глубинным разломам на нефтегазоносные структуры Персидского залива.

В Южном Каспии этот процесс носит несколько иной характер. Мы полагаем, что углеводороды Южного Каспия образуются во впадине ПКП, благодаря воздействию геодинамических сил трёх тектонических единиц: Иранское плато, Деште-Лутский блок и Туранская плита. Геомеханический процесс и здесь связан с Аравийским синтаксисом, т.е. при движении Аравийской плиты в северо-восточном направлении, юго-восточный край соприкоснется с блоком Деште-Лут. А блок, через Копетдагскую горную складчатость столкнется с Туранской плитой. Плита при этом поворачиваясь против часовой стрелки, сожмет Южно-Каспийскую геосинклиналь. Так как глубинное строение Южного Каспия представлено сводовым поднятием по границе Мохо, центр сжимающих сил попадает в ПКП. В результате в недрах ПКП создаются благоприятные условия для образования углеводородов. В дальнейшем, углеводороды, мигрируют по существующим глубинным разрывам на нефтегазоносные структуры Южно-Каспийской провинции.

Движение геодинамических блоков в исследуемом регионе, изученное и анализированное в работе [4], хорошо согласуется с вышеописанным геомеханизмом.

Выводы

Таким образом, анализируя структурно-тектоническое строение, сеймогеодинамические особенности на основе существующих геолого-геофизических информации, каталогов

землетрясений, сравнительного анализа углеводородного состава и процессы эволюции геотектонического образования, можно сделать следующие выводы.

1. Углеводородный потенциал НБПЗ и ЮКНП связан с рифтовой системой океана Тетис и образовался в ПКО. Пути миграции и генерации УВ в исследуемом регионе являются: в Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции – Предкавказско-Туркменский разлом, а в пределах Персидского залива – глубинные разломы Загросской надвиговой системы.

2. Нефтегазоносные провинции Персидского залива и Южного Каспия существовали как ПКО на протяжении большей части своей эволюции, т.е. с позднего палеозоя и до миоцена включительно, но на севере (Южный Каспий) был активнее, чем на юге (Персидский залив).

3. После столкновения двух некогда противоположных окраин Тетиса, они трансформировались в современные бассейны, типичный для зон сочленения древних кратонов с более молодыми горно-складчатыми сооружениями.

4. Крупные скопления УВ в этих провинциях являются результатом дегазации, которые произошли на втором этапе эволюции бассейна при наложении передовых прогибов (МПП и АКП) на бывшие гондванские окраины.

5. С позиции теории глобальной тектоники, образование нефти происходит в результате возгонки и термолиза веществ, затянутых вместе с океаническими осадками в зону подвига литосферных плит.

6. Резкое отличие геолого-тектонического строения провинций, связано с сейсмогеодинамической эволюцией.

Список литературы

1. *Smith-Rouch L.S.* Oligocene–Miocene Maykop // Diatom total petroleum system of the South Caspian basin province. Azerbaijan, Iran, and Turkmenistan: U.S. Geological Survey Bulletin 2201-I. 2006. 27 p.
2. *Bordenave M.L.* The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros Foldbelt and contiguous offshore areas: a review of the Palaeozoic petroleum system // Journal of Petroleum Geology, vol. 31, № 1, pp. 3-42: ill., tab. - Bibliog.: 2008, pp. 40-42.
3. *Хаин В.Е., Соколов Б.А.* Роль флюидодинамики в развитии нефтегазоносных бассейнов // История нефти в осадочных бассейнах. Под ред. Б.А.Соколова. 1994. – М.: Изд-во МГУ.
4. *Shafaii Moghadam H., Robert Stern J., Rahgoshay M.* The Dehshir ophiolite (central Iran): Geochemical constraints on the origin and evolution of the Inner Zagros ophiolite belt // Geological Society of America Bulletin, 2010, pp. 1516-1547.
5. *Regard V., Hatzfeld D., Molinaro M., Aubourg C., Bayer R., Bellier O., Yamini-Fard F., Peyret M. and Abbassi M.* The transition between Makran subduction and the Zagros collision: recent advances in its structure and Active deformation // "Special Publication – Geological Society of London 330", 2010, pp. 41-64.

6. Mouthereau F., Lacombe O., Vergés J. Building the Zagros collisional orogen: Timing, strain distribution and the dynamics of Arabia / Eurasia plate convergence Contents lists available at SciVerse ScienceDirect // "Tectonophysics 532–535", 2012, pp. 27-60.

7. Искандаров М.Х., Абдуллаев Г.С., Мирзаев А.У., Хакимзянов И.Н., Умаров Ш.А. Научно-инновационное исследование процессов образования нефти и газа в Устюртском нефтегазоносном регионе // Нефтяная провинция. Россия. Республика Татарстан. Бугульма, 2022, № 3 (31), с. 23-55.

8. Искандаров М.Х., Турсунова Т.М., Умаров Ш.А. Как образовалась нефть и газ в Арало-Устюртском регионе // LAP LAMBERT Academic Publishing www.lap-publishing.com. Германия, 2023, 111 с.

9. Искандаров М.Х., Умаров Ш.А. Геолого-геодинамическая модель и разработка новой методики по поискам залежей углеводородов J и Pz отложений в Арало-Устюртском регионе // LAP LAMBERT Academic Publishing www.lap-publishing.com. Германия, 2023, 70 с.

10. Мамедов П.З. Тектонотипы палеобассейнов Кавказско-Каспийского региона и основные стадии эволюционного развития Южно-Каспийского мегабассейна // Каталог сейсмопрогностических наблюдений на территории Азербайджана. Баку, 2010, с. 127-139.

11. Короновский Н.В. Блоковая динамика на территории Восточной Анатолии, Кавказа, Ирана и Загроса по данным GPS. 2006, с. 58.

12. Ghasemia A., Talbot C.J. New tectonic scenario for the Sanandaj–Sirjan Zone (Iran). Journal of Asian Earth Sciences, 2005, pp. 1-11.

13. Ebadati N., Adib A. Geodynamics Evolution of the Oil Traps in Southern Regions of Zagros Due to Closing of Neotethy // The st International Applied Geological Congress. Department of Geology. Islamic Azad University – Mas-had Branch. Iran, 2010, 26-28 April.

14. Quarrie N. Crustal scale geometry of the Zagros fold–thrust belt. Iran // Journal "Structural Geology". 2004, pp. 519-535.

15. Bahrami M., Sahraeyan M., Taherkhani K. Microfacies and Sedimentary Environments of Dalan Formation at Surmeh Mountain, Folded Zagros Zone // Southwestern Iran International Journal of Basic and Applied Sciences. 2012, vol. 1 (4), pp. 380-389.

16. Csontos L., Sasvóri B., Pocsai T., Kysa L., Azad T. Salae, Ali A. Structural evolution of the northwestern Zagros, Kurdistan Region, Iraq: Implications on oil migration // GeoArabia, 2012, v. 17, pp. 81-116.

17. Vergés J., Saura E., Casciello E., Fernández M., Villaseñor A., Jiménez-munt I., García-Castellanos D. // Cambridge University Press. Geol. Mag.: 2001, pp. 1-23.

18. Zamani A., Hashemi N. A comparison between seismicity, topographic relief, and gravity anomalies of the Iranian Plateau // Department of Geology. College of Sciences. Shiraz University. Shiraz, Iran. "Tectonophysics 327". 2000, pp. 25-36.

19. Mokhtari M., Farahbod A.M., Lindholm C., Alahyarkhani M., Bungum H. Iranian Int. J. Sci. 2004, vol. 5(2), pp. 223-244.

20. Забанбарк А.В., Казьмин В.Г., Лобковский Л.И. Древние окраины континентов и сравнительный анализ их нефтегазоносности // Доклады Академии наук, 2010, т. 431, № 3, с. 365-368.

21. Запивалов Н.П. Морская нефть – новая эпоха человечества // Нефтяное хозяйство, 2008, № 6, с. 54-58.

22. Забанбарк А.В. Распространение крупных месторождений нефти и газа – источник углеводородной дегазации (бассейн Персидского залива) // Труды Института Океанологии им. П.П.Ширшова. РАН. Москва, 2011, с. 133-138.

References

1. Smith-Rouch L.S. Oligocene–Miocene Maykop // Diatom total petroleum system of the South Caspian basin province. Azerbaijan, Iran, and Turkmenistan: U.S. Geological Survey Bulletin 2201-I. 2006, 27 p.

2. Bordenave M.L. The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros Foldbelt and contiguous offshore areas: a review of the Palaeozoic petroleum system // Journal of Petroleum Geology, 2008, vol. 31, № 1, pp. 3-42: ill., tab. - Bibliog.: pp. 40-42.

3. Khain V.E., Sokolov B.A. Rol' flyuidodinamiki v razvitii nefteqazonosnosti basseynov // Istoriya nefti v osadochnykh basseynakh // Pod red. B.A. Sokolova. 1994. – M.: Izd-vo MGU.

4. Shafaii Moghadam H., Robert Stern J., Rahgoshay M. The Dehshir ophiolite (central Iran): Geochemical constraints on the origin and evolution of the Inner Zagros ophiolite belt // Geological Society of America Bulletin. 2010, pp. 1516-1547.

5. Regard V., Hatzfeld D., Molinaro M., Aubourg C., Bayer R., Bellier O., Yamini-Fard F., Peyret M. and Abbassi M. The transition between Makran subduction and the Zagros collision: recent advances in its structure and Active deformation // “Special Publication – Geological Society of London 330”, 2010, pp. 41-64.
6. Mouthereau F., Lacombe O., Vergés J. Building the Zagros collisional orogen: Timing, strain distribution and the dynamics of Arabia/Eurasia plate convergence Contents lists available at SciVerse ScienceDirect // “Tectonophysics 532–535”, 2012, p. 27-60.
7. Iskandarov M.Kh., Abdullaev G.S., Mirzaev A.U., Khakimzyanov I.N., Umarov Sh.A. Nauchno-innovatsionnoe issledovanie protsessov obrazovaniya nefiti i gaza v Ustyurtskom neftegazonosnom regione // Neftyanaya provintsiya. Rossiya. Respublika Tatarstan. Bugul'ma. 2022, № 3(31), s. 23-55.
8. Iskandarov M.Kh., Tursunova T.M., Umarov Sh.A. Kak obrazovalas' neft' i gaz v Aralo-Ustyurtskom regione // LAP LAMBERT Academic Publishing www.lap-publishing.com. Germaniya, 2023, 111 s.
9. Iskandarov M.Kh., Umarov Sh.A. Geologo-dinamicheskaya model' i razrabotka novoy metodiki po poiskam zalzhey uglevodorodov J i Pz otlozheniy v Aralo-Ustyurtskom regione // LAP LAMBERT Academic Publishing www.lap-publishing.com. Germaniya, 2023, 70 s.
10. Mamedov P.Z. Tektonotipy paleobasseynov Kavkazsko-Kaspiyskogo regiona i osnovnie stadii evolyutsionnogo razvitiya Yudzhno-Kaspiyskogo megabasseyna // Katalog seysmoprognosticheskikh nablyudeniy na territorii Azerbaidzhana. Baku, 2010, s. 127-139.
11. Koronovskiy N.V. Blokovaya dinamika na territorii Vostochnoy Anatolii, Kavkaza, Irana i Zagrosa po dannym GPS. 2006, s. 58.
12. Ghasemia A., Talbot C.J. New tectonic scenario for the Sanandaj–Sirjan Zone (Iran). Journal of Asian Earth Sciences. 200, pp. 1-11.
13. Ebadati N., Adib A. Geodynamics Evolution of the Oil Traps in Southern Regions of Zagros Due to Closing of Neotethy // The st International Applied Geological Congress. Department of Geology. Islamic Azad University – Mashad Branch. 2010. Iran. 26-28 April.
14. Quarrie N. Crustal scale geometry of the Zagros fold–thrust belt. Iran // Journal “Structural Geology”, 2004, pp. 519-535.
15. Bahrami M., Sahraeyan M., Taherkhani K. Microfacies and Sedimentary Environments of Dalan Formation at Surmeh Mountain, Folded Zagros Zone // Southwestern Iran International Journal of Basic and Applied Sciences. 2012, vol. 1 (4), pp. 380-389.
16. Csontos L., Sasvári B., Pocsai T., Kysa L., Azad T. Salae, Ali A. Structural evolution of the northwestern Zagros, Kurdistan Region, Iraq: Implications on oil migration // GeoArabia, 2012, vol. 17, pp. 81-116.
17. Vergés J., Saura E., Casciello E., Fernández M., Villaseñor A., Jiménez-munt I., García-Castellanos D. // Cambridge University Press. Geol. Mag.: 2001, pp. 1-23.
18. Zamani A., Hashemi N. A comparison between seismicity, topographic relief, and gravity anomalies of the Iranian Plateau // Department of Geology. College of Sciences. Shiraz University. Shiraz, Iran. “Tectonophysics 327”. 2000, pp. 25-36.
19. Mokhtari M., Farahbod A.M., Lindholm C., Alahyarkhani M., Bungum H. Iranian Int. J. Sci. 2004, vol. 5(2), pp. 223-244.
20. Zabanbark A.V., Kaz'min V.G., Lobkovskiy L.I. Drevnie okrainy kontinentov i sravnitel'niy analiz ikh neftegazonosti // Dokladi Akademii Nauk, 2010, t. 431, № 3, s. 365-368.
21. Zapivalov N.P. Morskaya neft' – novaya epokha chelovechestva // Neftyanoe khozyaystvo, 2008, № 6, s. 54-58.
22. Zabanbark A.V. Rasprostranenie krupnykh mestorozhdeniy nefiti i gaza – istochnik uglevodorodnoy degadazatsii (basseyn Persidskogo zaliva) // Trudy Instituta Okeanologii im. P.P. Shirshova. RAN. Moskva, 2011, s. 133-138.

Автоматизация спуско-подъемных операций: путь к безопасности, ускорению и предсказуемости бурения

Х.Х. Факих¹, Р.А. Хасаев, д.т.н.¹, Т.М. Джаббаров²

¹ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет, Самара, Россия,

²Университет "Boğaziçi", Турция

e-mail: Hassan.fakih.99@mail.ru

Ключевые слова: спуско-подъемные операции, роботизация, автоматизация, автоматизированные системы управления, манипулятор, буровое оборудование, буровые операции, безопасность персонала.

Представлены результаты анализа использования роботизированных систем в бурении скважин. Опыт эксплуатации буровых установок показывает, что автоматизация рутинных и тяжелых трудовых процессов не только экономически целесообразна, но и является необходимым условием для развития современной буровой инфраструктуры.

Показано, что роботизация буровых процессов является закономерным этапом развития технологий в нефтегазодобыче, а внедрение роботизированных комплексов способствует улучшению условий труда и безопасности персонала, повышению производительности выполнения буровых работ и снижению непродуктивного времени, затрачиваемого на выполнение буровых операций в различных климатических условиях.

Отмечается, что применение робототехнических решений и адаптивных систем управления, основанных на принципах, успешно апробированных в робототехнике представляется стратегически важным направлением для создания нового поколения автоматизированных буровых комплексов с привлечением аппарата искусственного интеллекта.

Qaldırma-endirmə əməliyyatlarının avtomatlaşdırılması: təhlükəsiz, sürətli və proqnozlaşdırıla bilən qazmaya aparan yol

X.X. Fakix¹, R.A. Xasayev, t.e.d.¹, T.M. Cabbarov²

¹FDBATM Samara Dövlət Texniki Universiteti, Samara, Rusiya,

²Boğaziçi Universiteti, Türkiyə

Açar sözlər: qaldırma-endirmə əməliyyatları, robotlaşdırma, avtomatlaşdırma, avtomatlaşdırılmış idarəetmə sistemləri, manipulyator, qazma avadanlığı, qazma əməliyyatları, personalın təhlükəsizliyi.

Məqalədə quyuların qazılması prosesində robotlaşdırılmış sistemlərin istifadəsinin təhlilinin nəticələri təqdim olunur. Qazma qurğularının istismar təcrübəsi göstərir ki, rutin və ağır əmək proseslərinin avtomatlaşdırılması yalnız iqtisadi cəhətdən məqsədəuyğun olmaqla yanaşı deyil, həm də eyni zamanda müasir qazma infrastrukturunun inkişafı üçün zəruri şərtidir.

Göstərilmişdir ki, qazma proseslərinin robotlaşdırılması neft-qaz hasilatı sahəsində texnologiyaların inkişafının qanunauyğun mərhələsidir və robotlaşdırılmış komplekslərin tətbiqi əmək şəraitinin və personalın təhlükəsizliyinin yaxşılaşdırılmasına, qazma işlərinin icra məhsuldarlığının artırılmasına, həmçinin müxtəlif iqlim şəraitlərində qazma əməliyyatlarının yerinə yetirilməsinə sərf olunan qeyri-məhsuldar vaxtın azaldılmasına imkan yaradır.

Qeyd olunur ki, robototexnikada uğurla sınaqdan keçirilmiş prinsiplərə əsaslanan robototexniki həllərin və adaptiv idarəetmə sistemlərinin tətbiqi, süni intellekt alətlərinin cəlb edilməsi ilə yeni nəsil avtomatlaşdırılmış qazma komplekslərinin yaradılması baxımından strateji əhəmiyyətli istiqamət hesab olunur.

Automation of tripping operations: The Path to Safer, Faster, and More Predictable Drilling

Kh.Kh. Fakikh¹, R.A. Hasayev, Dr. in Tech. Sc.¹, T.M. Jabbarov²

¹Samara State Technical University (SamGTU), Samara, Russia,

²"Boghazichi" University

Keywords: tripping operations, robotization, automation, automated control systems, manipulator, drilling equipment, drilling operations, personnel safety.

The paper presents the results of an analysis of the application of robotic systems in well drilling operations. Operational experience with drilling rigs demonstrates that the automation of routine, labor-intensive, and hazardous processes is not only economically justified, but also a necessary prerequisite for the development of modern drilling infrastructure.

It is shown that the robotization of drilling processes represents a natural stage in the technological evolution of the oil and gas industry. The implementation of robotic drilling systems contributes to improved working conditions and enhanced personnel safety, increased drilling performance, and a reduction in non-productive time associated with drilling operations under various geological and climatic conditions.

It is noted that the application of robotic technologies and adaptive control systems, based on principles successfully validated in robotics, is a strategically important direction for the development of next-generation automated drilling systems. In this context, the integration of artificial intelligence techniques plays a key role in increasing the autonomy, reliability, and overall efficiency of robotic drilling complexes.

Современное развитие технологий бурения и освоения скважин характеризуется активным внедрением интеллектуальных систем управления, способных функционировать в широком диапазоне технологических условий. В последние годы в нефтегазовой отрасли наблюдается устойчивый тренд на внедрение роботизированных систем для повышения эффективности и безопасности буровых работ. Одним из перспективных направлений является разработка и внедрение роботизированных комплексов, способных выполнять спуско-подъемные операции (СПО) в автоматическом режиме [1–4].

В контексте автоматизации буровых операций особый интерес представляют методы, применяемые для управления манипуляционными системами андронидных роботов. Вместо непосредственного программирования траектории движения используется комплексный подход, включающий цифровую модель окружающей среды и кинематическую модель самого манипулятора. Это позволяет системе в автономном режиме генерировать оптимальные последовательности действий для достижения целевого состояния. Перенос данного подхода на управление буровым оборудованием открывает возможности для автоматизации таких сложных операций, как спуско-подъемные операции, свинчивание/развинчивание буровых труб или установка противовыбросового оборудования, с минимальным вмешательством человека-оператора [2, 3, 5].

Важным аспектом при проектировании та-

ких систем является обеспечение высокой манипулятивности и точности позиционирования рабочего органа в заданной точке пространства. В робототехнике для количественной оценки этого свойства используется параметр “угол сервиса” Подход, предложенный в работах [5–7], основанный на анализе мгновенных состояний механизма и определении максимальных значений обобщенных параметров (например, K_i^{ma} – система координат, связанная со звеньями механизма которые обеспечивают максимальный угол сервиса для различных конфигураций), обеспечивающих требуемую точность, является методологически перспективным. Для бурового оборудования аналогом угла сервиса может служить показатель, характеризующий точность позиционирования бурового инструмента в стволе скважины или манипулятора для работы с бурильными трубами при определенных кинематических конфигурациях вышки и привода [8].

Исследования, связанные с виртуальным моделированием движений показывают, что предварительный синтез траекторий в цифровой среде позволяет исключить нерациональные движения и минимизировать время выполнения операций [8, 9]. Это напрямую коррелирует с задачами повышения эффективности буровых процессов, где каждый лишний маневр приводит к потерям времени, увеличению механического износа оборудования и как следствие к операционным рискам.

Внедрение робототехнических решений

при автоматизации СПО может повысить эффективность и безопасность – грузовая лебедка и механизм отвода вращателя представляют собой готовую механическую основу для создания роботизированного комплекса по замене буровых труб. Внедрение системы позиционирования и манипулятора позволит исключить ручной труд [3, 10, 11]. Ядро системы составляет набор взаимосвязанных робототехнических модулей [4, 12].

1. Буровой робот (Drill-floor Robot, DFR-1500). Семиосевой манипулятор с грузоподъемностью 1500 кг, предназначенный для автоматического выполнения всего цикла операций с трубами и инструментами на буровой площадке. Ключевые преимущества: высокая скорость замены инструмента (секунды) и полное исключение ручного труда.

2. Роботизированный буровой ключ (Robotic Iron Roughneck, RIR-270). Полностью автоматический электрический ключ, обеспечивающий свинчивание/развинчивание бурильных труб с точным контролем крутящего момента. Его применение исключает одну из наиболее опасных ручных операций.

3. Роботизированный манипулятор труб (Robotic Pipe Handler, RPH-3500). Гибкая система с девятью степенями свободы, осуществляющая автоматическую подачу и уборку труб из радиально расположенных вертикальных магазинов. Способен работать как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости без дополнительных механизмов.

4. Мультиразмерный элеватор (Multi-size Elevator, MSE 350). Устройство на базе промышленного манипулятора, предназначенное для захвата и удержания колонны труб, с возможностью дистанционной автоматической замены вставок под разный диаметр.

Интеграция данных модулей в единый контур управления с низкой латентностью позволяет обеспечить **полностью безлюдное ведение** СПО и строительства скважины.

Так, российскими инженерами и специалистами создан роботизированный комплекс, предназначенный для оснащения буровых установок [2]. Данная система позволяет автоматизировать процесс наращивания буровой колонны – операцию, традиционно требующую участия нескольких рабочих и отличающуюся высокой трудоемкостью. Комплекс имитирует работу оператора с помощью

электрических сервоприводов, которые пришли на смену гидравлическим механизмам. Это решение особенно актуально для работы в условиях низких температур, характерных для регионов Крайнего Севера, где обслуживание гидравлических систем сопряжено со значительными трудностями.

Важным аспектом внедрения роботизированных систем является их интеграция в существующие автоматизированные системы управления (АСУ) буровыми установками и технологиям, с использованием **автоматизированной системы бурения скважин “iDrill”**. Разработка программного обеспечения как для самого роботизированного комплекса, так и для его взаимодействия с АСУ, выполняется отечественными специалистами, что способствует повышению технологической эффективности, адаптивности и гибкости в модернизации процессов с привлечением элементов искусственного интеллекта.

Как отмечают эксперты, переход на электрические приводы повышает надежность работы бурового оборудования, сокращает время выполнения СПО и минимизирует риски, связанные с человеческим фактором. Опыт эксплуатации буровых установок в течение 80 лет показывает, что автоматизация рутинных и тяжелых трудовых процессов не только экономически целесообразна, но и является необходимым условием для развития современной буровой инфраструктуры.

Таким образом, можно констатировать, что роботизация буровых процессов является закономерным этапом развития технологий в нефтегазодобыче, а внедрение роботизированных комплексов способствует:

- повышению уровня автоматизации буровых работ;
- улучшению условий труда и безопасности персонала;
- увеличению производительности за счет сокращения времени на выполнение операций;
- адаптации оборудования к работе в сложных климатических условиях.

Следует отметить, что применение робототехнических решений и адаптивных систем управления, основанных на принципах, успешно апробированных в робототехнике (виртуальное моделирование, анализ мгновенных состояний, оптимизация манипулятивных свойств), представляется стратегически важным направлением для создания нового поко-

ления автоматизированных буровых комплексов с привлечением аппарата искусственного интеллекта. Это позволяет перейти от дискрет-

ного управления отдельными агрегатами к комплексной автоматизации технологического процесса бурения в целом.

Список литературы

1. ВЕСТИ-УРАЛ.РУ. На буровых установках теперь смогут работать роботы // ВЕСТИ-УРАЛ.РУ, 2025, 19 июня. URL: <https://vesti-ural.ru/2025/06/19/253547/>.
2. Матвеев А.Н. Роботизация и автоматизация буровых установок: перспективы и вызовы // Международный научный журнал “Вестник Науки”, 2025, № 11 (92), т. 5, с. 1294-1304.
3. “Самоходная буровая установка СБУ-15: описание и преимущества” // Портал “Сделано у нас”. URL: <https://sdelanounas.ru/blogs/141902/>.
4. Nazli Demirer, Umut Zalluhoglu, Julien Marck, Robert Darbe, Manfred Morari. Autonomous Directional Drilling with Rotary Steerable Systems (2019 American Control Conference (ACC)), 2019, № 6, pp. 5203-5208.
5. Macpherson, J.; de Wardt, J.; Florence, F.; Chapman, C.D.; Zamora, M.; Laing, M.; Iversen, F.P. Drilling Systems Automation: Current State, Initiatives and Potential Impact. SPE Drill. Complet. 2013, vol. 28, pp. 296-308.
6. Притыкин Ф.Н. Обобщенный метод определения угла сервиса для плоских незамкнутых механизмов манипуляторов на основе анализа мгновенных состояний // Мехатроника, автоматизация, управление, 2014, № 4, с. 41-45.
7. Ivanov B.V., Arkhipov A.I., Stesin S.B. Overview of existing robotic systems and technological solutions for offshore drilling on the Arctic shelf // Специализированный журнал “Бурение и Нефть”, 2022, № 3, с. 23-29.
8. Denavit J., Hartenberg R.S. A Kinematic Notation for Lower-Pair Mechanisms Based on Matrices // Journal of Applied Mechanics, 1955, vol. 22, pp. 215-221.
9. Притыкин Ф.Н. Виртуальное моделирование движений роботов, имеющих различную структуру кинематических цепей: монография. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2014, 172 с.
10. Кобринский А.А., Кобринский А.Е. Манипуляционные системы роботов. – М.: Наука, 1985, 343 с.
11. Корендясов А.И., Саламандра Б.Л., Тывес Л.И. Манипуляционные системы роботов. – М.: Машиностроение, 1989, 472 с.
12. Ivlev A., Eremin N. Petrobotics: robotic drilling systems // Drilling and Oil, 2018, № 2, pp. 8-13.

References

1. VESTI-URAL.RU. Na burovyykh ustanovkakh teper smogut rabotat roboty // VESTI-URAL.RU, 2025, 19 iyunya. URL: <https://vesti-ural.ru/2025/06/19/253547/>.
2. Matveev A.N. Robotizatsiya i avtomatizatsiya burovyykh ustanovok: perspektivy i vyzovy // Mezhdunarodnyy nauchnyy zhurnal “Vestnik Nauki”, 2025, № 11 (92), t. 5,
3. “Samokhodnaya burovaya ustanovka SBU-15: opisaniye i preimushchestva” // Portal “Sdelano u nas”. – URL: <https://sdelanounas.ru/blogs/141902/>.
4. Nazli Demirer, Umut Zalluhoglu, Julien Marck, Robert Darbe, Manfred Morari. Autonomous Directional Drilling with Rotary Steerable Systems (American Control Conference (ACC)), 2019, № 6, pp. 5203-5208.
5. Macpherson J., de Wardt J., Florence F., Chapman C.D., Zamora M., Laing M., Iversen F.P. Drilling Systems Automation: Current State, Initiatives and Potential Impact. SPE Drill. Complet. 2013, vol. 28, pp. 296-308.
6. Pritykin F.N. Obobshchennyy metod opredeleniya ugla servisa dlya ploskikh nezamknutykh mekhanizmov manipulyatorov na osnove analiza mgnovennykh sostoyaniy // Mekhatronika, avtomatizatsiya, upravleniye, 2014, № 4, s. 41-45.
7. Ivanov B.V., Arkhipov A.I., Stesin S.B. Overview of existing robotic systems and technological solutions for offshore drilling on the Arctic shelf // Spetsializirovanny zhurnal “Bureniye i Neft”, 2022, № 3, s. 23-29.
8. Denavit J., Hartenberg R.S. A Kinematic notation for lower-pair mechanisms based on matrices // Journal Applied Mechanics, 1955, vol. 22, pp. 215-221.
9. Pritykin F.N. Virtual’noe modelirovanie dvizheniy robotov, imeyushchikh razlichnuyu strukturu kinematcheskikh tsepey: monografiya. – Omsk: Izd-vo OmGTU, 2014, 172 s.
10. Kobrinskiy A.A., Kobrinskiy A.E. Manipulyatsionnye sistemy robotov. – M.: Nauka, 1985, 343 s.
11. Korendyasov A.I., Salamandra B.L., Tyves L.I. Manipulyatsionnye sistemy robotov. – M.: Mashinostroenie, 1989, 472 s.
12. Ivlev A., Eremin N. Petrobotics: robotic drilling systems // Drilling and Oil, 2018, № 2, pp. 8-13.

Uzun müddət işlənmədə olan neft-qaz yataqlarının qalıq ehtiyatlarının mənimsənilməsi problemləri və hasilatın kompensasiyası tədbirlərinin geoloji-texniki əsasları (II hissə)

E.H. Əhmədov, y.e.ü.f.d.¹, M.Q. Allahverdiyev², E.V. Qurbanov¹

¹SOCAR,

²"Azneft" İB

e-mail: elvin.ahmadov@socar.az

Məqalənin I hissəsi jurnalın, 2026-cı il 1-ci sayında dərc olunmuşdur, s. 33-37

Açar sözlər: neft-qaz yatağı, lay, işlənmə, karbohidrogen ehtiyatları, hesablama parametrləri, yataqların qiymətləndirilməsi.

Məqalənin I hissəsində, ölkəmizin neft-qaz hasilatı fəaliyyətini icra edən əməliyyat şirkətləri tərəfindən istismar olunan və uzun müddət işlənmədə olan yataqların səmərəliyinin artırılması üçün işlənmənin təhlili və yeni perspektivlərin müəyyənəndirilməsinə baxılır. Neft-qaz sənayesinin uzunmüddətli tarixində Azərbaycanın quru və dəniz ərazisində 81 yataq kəşf olunmuş, ümumilikdə 700-ə yaxın perspektiv struktur müəyyənəndirilmişdir.

Tarixi faktların statistik göstəricilərinə əsaslanaraq qeyd etmək olar ki, uzun müddət işlənmədə olan yataqlar davamlı olaraq, ölkəmizin neft-qaz hasilatını təmin etmişdir. Aktiv işlənmədə olan belə yataqlar xüsusilə ölkəmizin daxili neft və qaz tələbatının ödənilməsi üçün mühüm əhəmiyyət kəsb etmişdir. Buna görə də həm dövlət neft şirkəti (SOCAR), həm də ölkəmizdə fəaliyyət göstərən Əməliyyat Şirkətləri (ƏŞ) tərəfindən istismar olunan neft-qaz yataqlarının qalıq ehtiyatlarının səmərəli mənimsənilməsi və hasilatın stabil saxlanması çox vacib hədəflərdəndir. Lakin uzun müddət işlənmədə olan yataqların işlənməsində olan problemlər – xüsusilə, hasilatın azalması və kompensasiyası üçün yeni sahələrin işlənməyə cəlb olunması istiqamətində geoloji və texniki tədbirlərin artırılmasını zəruri edir.

Проблемы эксплуатации остаточных запасов нефтяных и газовых месторождений, находящихся в длительной разработке и геолого-технические основы мер по компенсации добычи (II часть)

Э.Г. Ахмедов, д.ф.н.з.¹, М.Г. Аллахвердиев², Э.В. Гурбанов¹

¹SOCAR,

²ПО "Азнефть"

Ключевые слова: нефтегазовое месторождение, пласт, разработка, запасы углеводородов, подсчетные параметры, оценка месторождений.

В первой части статьи рассматривается анализ развития и выявление новых перспектив повышения эффективности разработки и освоения месторождений, эксплуатируемых и разрабатываемых в течение длительного времени нефтегазодобывающими компаниями в нашей стране. За долгую историю нефтегазовой отрасли на суше и шельфе Азербайджана было открыто 81 месторождение, а также выявлено около 700 перспективных структур.

На основе статистических показателей исторических фактов можно отметить, что месторождения, разрабатываемые в течение длительного времени, непрерывно обеспечивали нефтегазодобычу нашей страны. Такие активно разрабатываемые месторождения приобрели особое значение для удовлетворения внутреннего спроса на нефть и газ в нашей стране. Поэтому эффективная разработка остаточных запасов нефтегазовых месторождений, эксплуатируемых как Государственной нефтяной компанией Азербайджанской Республики (SOCAR), так и операционными компаниями (ОК), работающими в нашей стране, и поддержание стабильной добычи являются очень важными задачами. Однако проблемы в разработке месторождений, разрабатываемых в течение длительного времени, – в частности, снижение добычи и освоение новых участков – требуют усиления геолого-технических мер.

Problems of exploitation of residual reserves of oil and gas fields under long-term development and the geological and technical basis of measures to compensate for production (2nd Part)

E.H. Ahmadov, PhD in Soil Sc.¹, M.G. Allahverdiyev², E.V. Gurbanov¹

¹SOCAR,

²"Azneft" PU

Keywords: oil and gas field, reservoir, development, hydrocarbon reserves, calculation parameters, fields appraisal.

The first part of the article analyzes the development and identifies new prospects for improving the efficiency of field development and exploitation at oil and gas fields operated and developed over a long period by oil and gas producing companies in our country. Over the long history of the oil and gas industry onshore and offshore Azerbaijan, 81 fields have been discovered, and approximately 700 prospective structures have been identified. Based on historical statistical data, it can be noted that fields in long-term development have continuously supported our country's oil and gas production. Such actively developed fields have acquired particular significance for satisfying domestic demand for oil and gas in our country. Therefore, the effective development of residual reserves at oil and gas fields operated by both the State Oil Company (SOCAR) and operating companies (OCs) operating in our country and maintaining stable production, are crucial tasks. However, challenges in developing long-term fields—in particular, declining production and the development of new sites—require enhanced geological and technical measures.

Problemin təsviri

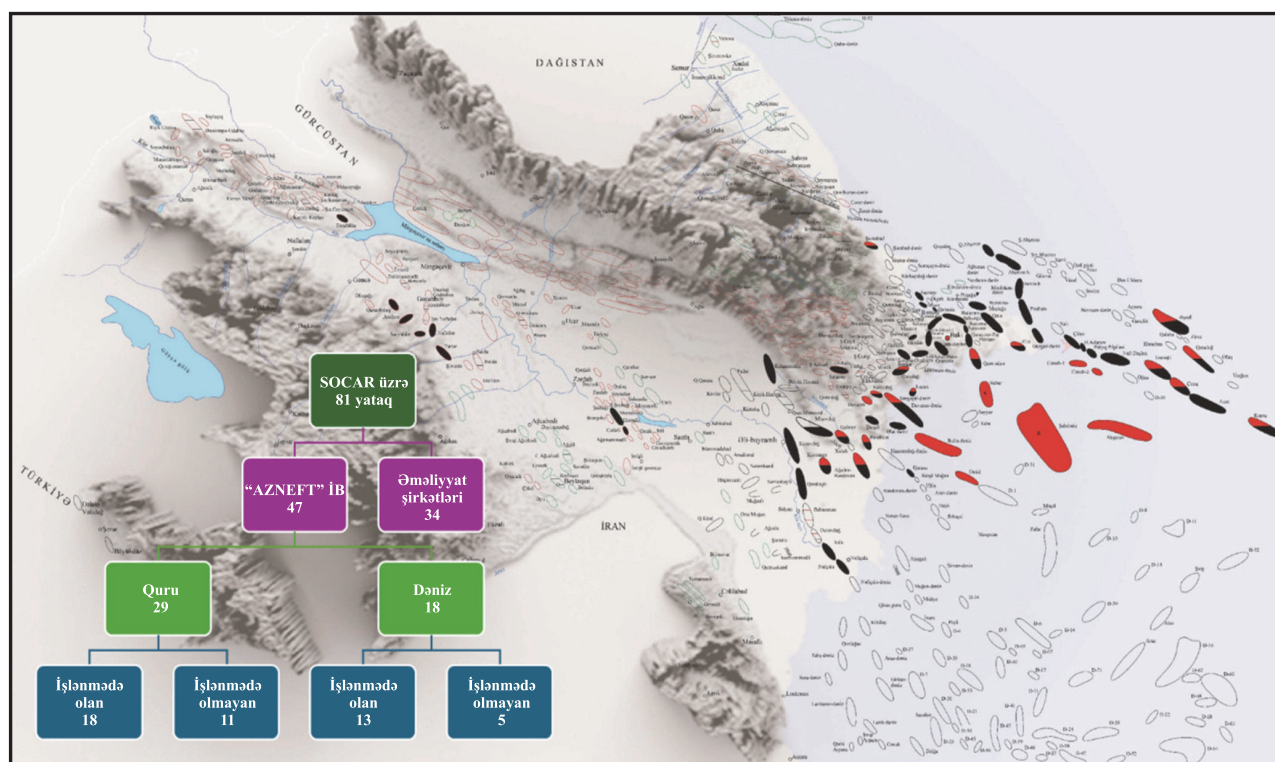
I hissədə də qeyd olunduğu kimi, Azərbaycanın müstəqillik dövründə uzun müddət hasilatın stabil saxlanması üçün görülən tədbirlər öz uğurlu nəticələrini göstərməkdədir. Məhz bu tədbirlər və aparılmış genişmiqyaslı işlər nəticəsində hasilatın uzun müddətdə təminatı və artırılmasına nail olunmuşdur. Lakin neft-qaz ehtiyatları ayrı-ayrı yataqlar üzrə tükənməkdədir və zaman keçdikcə hasilatın düşmə tempi artacaqdır [1–11]. Hasilatın bərpası isə iki əsas istiqamət üzrə aparılan işlər nəticəsində təmin oluna bilər:

– işlənmədə olan yataqlarda aparılan geoloji və texniki tədbirlər, qalıq ehtiyatların mənimsənilməyə cəlb olunması;

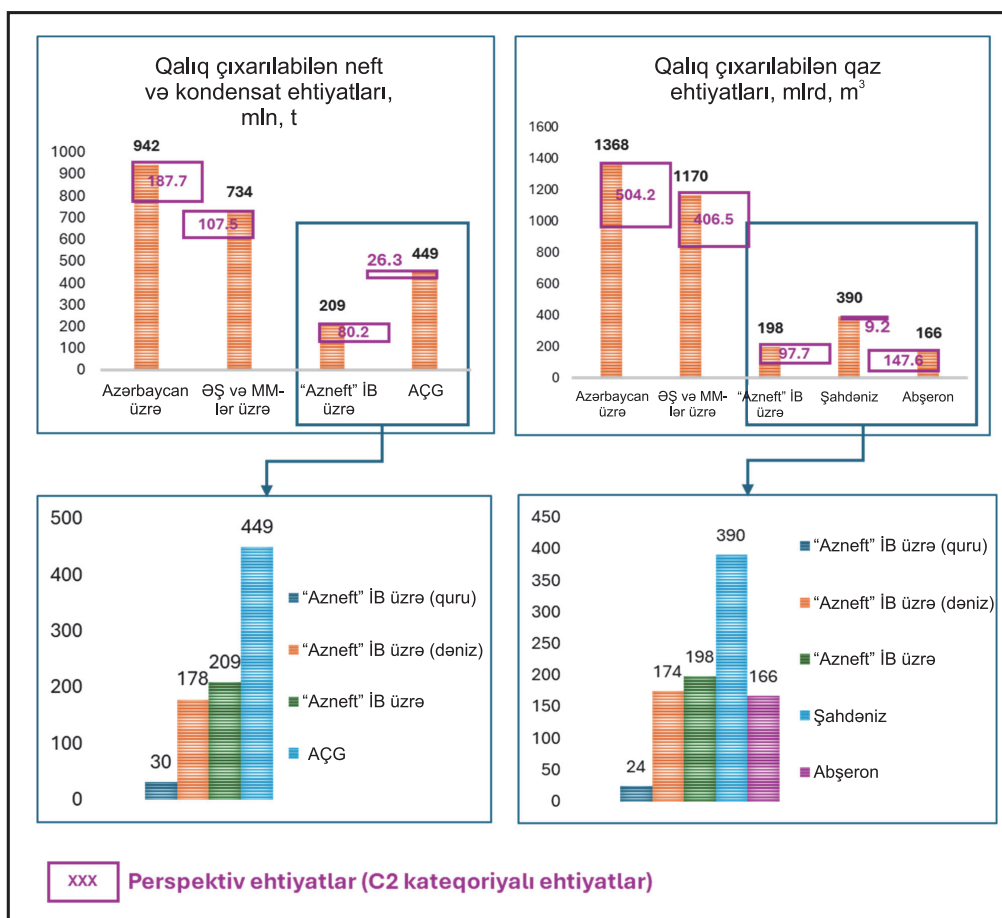
– yeni yataqların və ya sahələrin kəşf edilərək, işlənməyə cəlb olunması.

Nəzərə alsaq ki, hasilatın daxili tələbatı əsasən "Azneft" İB-nin balansında olan yataqlar hesabına təmin olunur, bu yataqların işlənməsinin səmərəliliyinin təhlili və hasilatın kompensasiyası üçün imkanların təhlil olunması aktual məsələdir.

2026-cı ilə olan hesabatə görə kəşf olunmuş 81 yataqdan 47 yataq "Azneft" İB-nin neftqazçıxar-



Şəkil 1. Yataqların yerləşmə sxemi



Şəkil 2. Qalıq karbohidrogen ehtiyatlarının müqayisəsi

ma idarələri tərəfindən istismar olunur. Bu yataqlardan 31-i aktiv işlənməkdədir, 16 yatağın işlənməsi isə dayandırılmışdır. Bunlardan 29-u quruda, 18-i isə dənizdə yerləşir (şəkil 1).

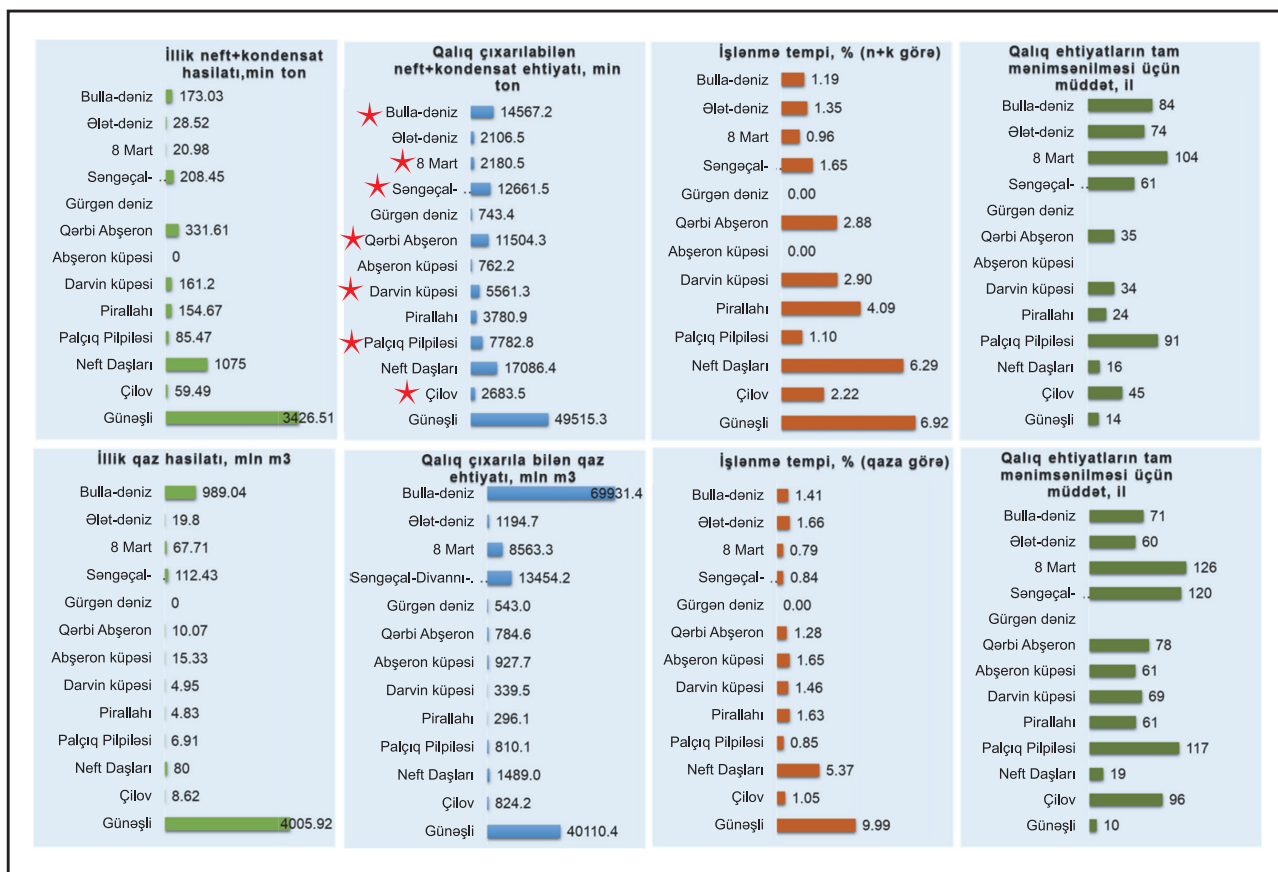
Qalıq karbohidrogen ehtiyatlarının həcminə görə "Azneft" İB-nin mövcud yataqları ölkə miqyasında hələ də önəmli yer tutur. Belə ki, ölkə üzrə A, B, C1 və C2 kateqoriyalı mövcud qalıq neft-kondensat ehtiyatlarının 22 %-dən çoxu, qalıq qaz ehtiyatlarının isə 14 %-i "Azneft" İB-nin balansında olan həmin 47 yatağın payına düşür (şəkil 2). "Azneft" İB yataqlarının neft-kondensat ehtiyatlarının 38 %-i, qaz ehtiyatlarının isə 14 %-i C2 kateqoriyalı perspektiv sahələrlə əlaqədardır. Həmin neft-kondensat və qaz ehtiyatlarının böyük hissəsi (85–88 %) dəniz yataqlarında qeyd olunur.

Göründüyü kimi, hasilatın artırılması baxımından əsas potensial da məhz dəniz yataqlarının qalıq ehtiyat və perspektiv sahələri ilə bağlıdır. Diqqət cəlb edən əsas məsələlərdən biri də odur ki, bu ehtiyatların işlənməyə cəlb olunmasının intensivləşdirilməsi və yeni perspektiv sahələrin qiymətləndirilərək, işlənməyə cəlb edilməsi prosesini sürətləndirmək yolu ilə hazırda yüksək templə azalan hasilatı kompensasiya etmək üçün həm geoloji, həm də texniki imkanlar araşdırılma-

lıdır. Yeni texnologiyaların tətbiqi ilə qeyri-ənənəvi yanaşmalar edərək, yataqların hasilat potensialına yenidən baxılmalıdır. Buna görə də hər bir yataqda hasilatın artırılması yaxud kompensasiyası tərəfimizdən fərdi şəkildə istismar obyektləri və sahələr üzrə təhlil olunmuşdur.

Tədqiqat üsulları və yanaşmalar

Hasilatın kompensasiyası baxımından daha kiçik kapital tələb edən tədbirlərin icrası üçün yataqların işlənməsinin təhlili və tənzimlənməsindən başlamaq ilk strategiyadır. Azərbaycanda istismar olunan yataqların əksəriyyəti uzun müddətdir ki, işlənməkdədir və çoxsaylı obyektlərə malikdir [12–16]. Tarixi hasilat və yataqların işlənmə dinamikasının təhlili göstərir ki, uzun müddət işlənmədə olan bu çoxsaylı yataqların qalıq ehtiyatları əsasən mürəkkəb quruluşlu sahələr və daha dərin horizontlarda toplanmışdır. Həmin qalıq ehtiyatların mənimsənilməyə cəlb olunması üçün müasir və iqtisadi baxımdan səmərəli texnologiyalar tətbiq edilə bilər [13–18]. Lakin bir çox hallarda yataqların ənənəvi işlənmə, yeni quyuların qazılması və hasilatın intensivləşdirilməsi tədbirləri ilə mümkün variantlar mövcuddur. Bu tədqiqat işində "Azneft" İB-nin istismar etdiyi yataqlarda həmin



Şəkil 3. Dəniz yataqlarının işlənmə göstəricilərinin təhlili

qalıq ehtiyatların mənimlənməyə cəlb olunması üçün tədbirlərin hazırlanması üçün horizonlar üzrə illik hasilat, işlənmə tempi, qalıq çıxarılabilən ehtiyatların sahə və kəsiliş üzrə həcmələri, cari neftçixarma əmsalları və perspektiv ehtiyatlara malik sahələrin qiymətləndirilməsi məsələləri tədqiq olunmuşdur. Xüsusən də dəniz yataqlarında qeyd edilən məsələlər aktual hesab edilir (şəkil 3). Bulla-dəniz, 8 Mart, Səngəçal-Dıvanlı-Xara-Zirə adası (SDXZ), Qərbi Abşeron, Darvin küpəsi, Palçıq Pilpilesi və Çilov yataqlarında hasilatın kompensasiyası və ehtiyatların əvəzlənməsi baxımından potensial vardır.

Qeyd olunan yataqlarda işlənmə tempi kiçik, işlənmənin həmin temple başa çatdırılması üçün müddət çox böyük, cari neftqazçixarma əmsalı kiçik, qalıq və perspektiv ehtiyatlar baxımından potensial mövcuddur. Bulla-dəniz yatağında çıxarılabilən ehtiyatların cəmi 18 %-i istismar olunmuşdur. Hazırda dərin istismar obyektləri olan Qırməkiüstü gilli lay dəstəsi (QÜGLD) və VIII horizonlar yatağın əksər sahələrində işlənməyə cəlb olunmayıb. Yataq üzrə orta işlənmə tempi çox kiçikdir, 1.2 % təşkil edir. Cari temp ilə qalıq çıxarıla bilən ehtiyatların mənimlənməsi üçün uzun müddət – minimum 71 il tələb olunacaq. Təbii ki, bu temple işlənmə ssenarisi iqtisadi baxımdan da

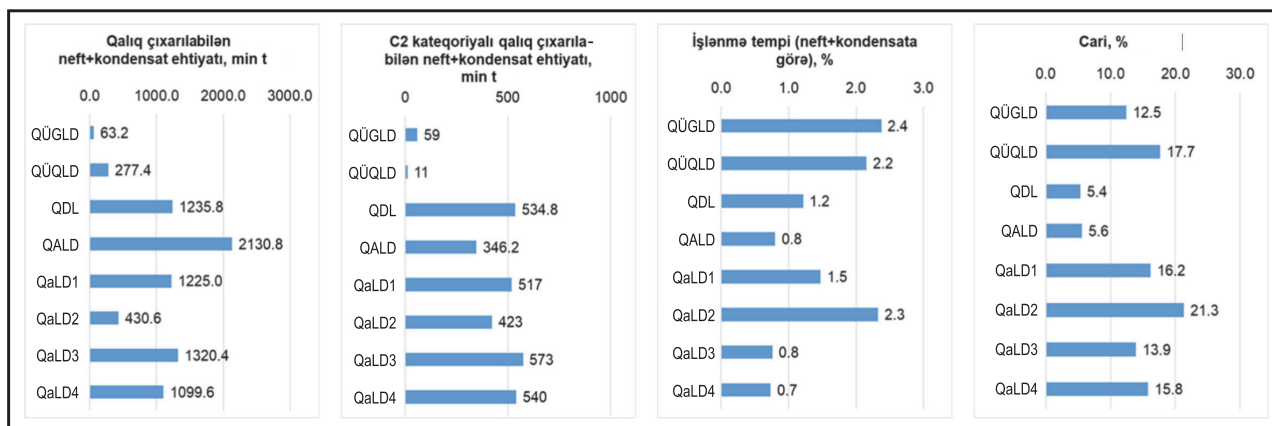
səmərəli deyil.

Darvin küpəsi yatağında hasilatın artırılması istiqamətində işlər nisbətən intensivləşdirilsə də cari dövrə qədər çıxarılabilən ehtiyatların cəmi 18 %-i istismar olunub. Yataq üzrə orta işlənmə tempi kiçik – 2.9 %-dir. Cari temp ilə qalıq çıxarıla bilən ehtiyatların mənimlənməsi üçün uzun müddət tələb olunacaq – minimum 34 il. Dəniz yataqlarında qurğuların eroziya və korroziyasını nəzərə alaraq, texniki problemlərə görə səmərəli olmayacaq.

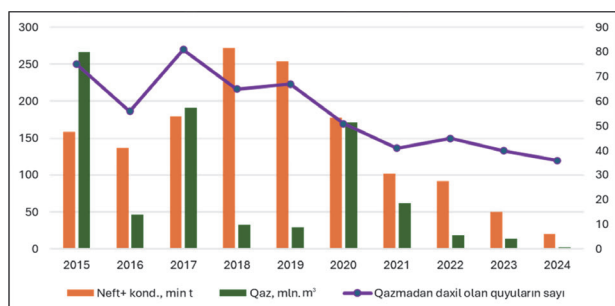
Qərbi Abşeron yatağında hasilatın intensivləşdirilməsi istiqamətində tədbirlər nisbətən artırılmışdır. Lakin cari dövrə qədər çıxarılabilən ehtiyatların cəmi 5 %-i aktiv istismar olunub. Yataq üzrə orta işlənmə tempi kiçik – 2.9 %, cari temp ilə qalıq çıxarılabilən ehtiyatların mənimlənməsi üçün uzun müddət tələb olunacaq ki, bu da minimum 35 il hesablanmışdır.

Çilov yatağının uzun müddət işlənmədə olmasına baxmayaraq, çıxarılabilən ehtiyatların cəmi 20 %-i mənimlənilmiş, yataq üzrə orta işlənmə tempi isə 2.2 %-dir. Hazırkı işlənmə tempi ilə qalıq çıxarılabilən ehtiyatların mənimlənməsi üçün minimum 45 il müddət tələb oluna bilər.

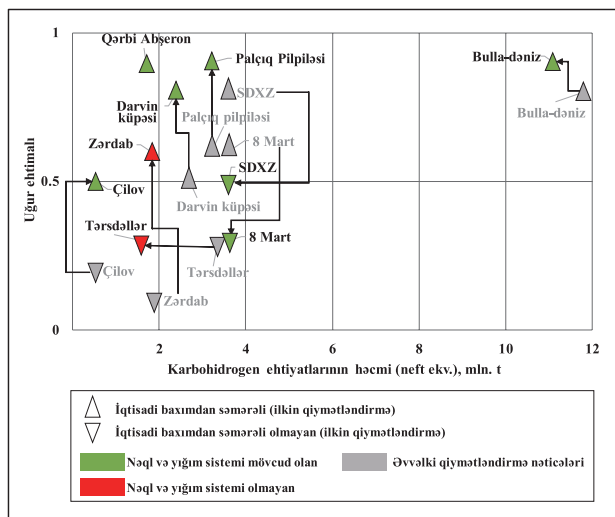
Palçıq Pilpilesi yatağının çıxarılabilən ehtiyatlarının isə 12 %-i istismar olunmuşdur. Yatağın aşağı horizonları (Qırməkialtı lay dəstəsi (QALD)



Şəkil 4. Palçıq Pilpələsi yatağının işlənmə göstəriciləri



Şəkil 5. Qazma və hasilat göstəriciləri



Şəkil 6. Yataqlar üzrə yenidən qiymətləndirilmə nəticələri

və Qala lay dəstəsi (QaLD)) üzrə bu rəqəm cəmi 5–6 % təşkil edir. Yatağın potensialına baxmayaraq, işlənmə tempi çox kiçikdir – 1.1 %. Qalıq çıxarılabılən ehtiyatların həcmi baxımından əsas potensial da məhz aşağı horizontlar – QALD və QaLD ilə əlaqədardır. Bu horizontlar üzrə C2 kateqoriyalı perspektiv ehtiyatların da əsas həcmi həmin horizontların payına düşür (şəkil 4).

Göründüyü kimi, yataqda işlənmənin intensivləşdirilməsi və perspektiv ehtiyatların mənimlənməyə cəlb olunması üçün geoloji, tex-

niki imkanlar mövcuddur. Lakin cari temp ilə qalıq çıxarılabılən ehtiyatların mənimlənməsi iqtisadi baxımdan səmərəli olmayacaq, işlənmənin səmərəli başa çatdırılması üçün uzun müddət tələb olunacaq (minimum 91 il).

Digər dəniz yataqlarında da (8 Mart, SDXZ və s.) qalıq çıxarılabılən ehtiyatların çıxarılması üçün uzun müddət və irihəcmli kapital tələb olunacaq. Bu baxımdan həmin yataqlarda hasilatın intensivləşdirilməsi cari hasilat düşmələrini kompensasiya edə biləcək ən əlverişli sahələrdir.

Hasilatın artırılması baxımından quruda yerləşən “Azneft” İB-nin yataqları arasında əsas potensial isə Bibiheybət, Siyəzən monoklinalı, Muradxanlı, Tərsdallar kimi uzun müddət işlənmədə olan yataqlar əhəmiyyət kəsb edir.

İşlənmə göstəricilərinin statistik təhlili göstərir ki, “Azneft” İB-nin hasilatının təmin olunmasında vacib rol olan yeni sahələrin işlənməyə cəlb olunması üçün qazma azalmışdır. Son onilliyin sonuncu (2021-ci ildən başlayaraq) 4 ildə qazmadan daxil olan quyuların sayı 2 dəfə azalmışdır ki, bu da müvafiq olaraq, qazmadan gələn hasilatın 5 dəfə azalması ilə nəticələnmişdir (şəkil 5). Xüsusilə, Bulla-dəniz, Qərbi Abşeron, Günəşli və bəzi quru yataqlarında qazmadan daxil olan quyuların sayı ciddi kəmiyyətdə azalmışdır.

Karbohidrogen ehtiyatlarının əvəzlənməsi baxımından dinamika da göstərir ki, son 5 ildə 2P kateqoriyalı aktiv qalıq ehtiyatların miqdarı da bununla əlaqədar olaraq, 7–10 % azalır.

Yuxarıda qeyd olunan yataqlarda C2 kateqoriyalı ehtiyatların potensialının uğurluluq ehtimalının qiymətləndirilməsi də göstərir ki, həmin sahələrdə aparılacaq geoloji-geofiziki və qazma işləri hasilatın və ehtiyatların əvəzlənməsi baxımından böyük rola malikdir [4, 15–17] (şəkil 6). Qeyd olunan tədbirlər hasilatın qısa müddət ərzində kompensasiyası ilə bərabər uzunmüddətli da-

yanıqlığını da təmin edə bilər. Uğur ehtimalının təhlili və yataqların yenidən qiymətləndirilməsi kapital qoyuluşu və iqtisadi səmərəlik baxımından sahələrin prioritetləşdirilməsi, aparılacaq geoloji-geofiziki və qazma işlərinin növbəliliyinin, istiqamət və hədəflərinin müəyyənləşdirilməsində tətbiq oluna bilər.

Nəticə və təkliflər

Aparılmış tədqiqat işlərinin təhlili təsdiq edir ki, yataqların qalıq çıxarılabilən ehtiyatların mənimlənməsi və işlənməsinin səmərəliyini təmin etmək üçün yataqlarda geoloji və texniki imkanlar mövcuddur [4]. Yəni, yataqların potensialına uyğun işlənməsi üçün geoloji-texniki tədbirlər, perspektiv sahələrdə qazma, hasilatın intensivləşdirilməsi məqsədilə tədbirlər həyata keçirmək lazımdır. Təhlil edilmiş yataqlar üzrə prioritet hesab edilən aşağıdakı tədbirlərin aparılması təklif olunur.

Dənizdə yerləşən yataqlar üzrə konkret təkliflər:

- Bulla-dəniz, Darwin küpəsi, Qərbi Abşeron, Palçıq Pilpələsi yataqlarında işlənmənin intensivləşdirilməsi üçün yeni qurğuların tikintisi və istismar quyularının qazılmasının sürətləndirilməsi, C2 kateqoriyalı perspektiv ehtiyatların işlənməyə cəlb olunması üçün qiymətləndirici quyuların qazılması;
- qeyd olunan yataqlarda horizontlar üzrə iş-

lənmə tempinin yüksəldilməsi üçün işlək quyu fondunun artırılması, o cümlədən fəaliyyətsiz, ləğv gözləyən quyu fondunun bərpa imkanları və yeni quyuların qazılması;

– SDXZ və 8 Mart yataqlarının qalıq ehtiyatlarının yenidən operativ qiymətləndirilməsi, sonra isə işlənmə planının yenilənərək icrasının sürətləndirilməsi.

Quru sahələrində yerləşən yataqlar üzrə konkret təkliflər:

– Bibiheybət yatağında QALD və MQ-nin digər alt horizontlarının işlənməyə cəlb olunmasının sürətləndirilməsi üçün müstəqil quyu şəbəkəsi ilə istismarına başlanması;

– Muradxanlı yatağında Eosen çöküntülərinin potensialının qiymətləndirilməsi üçün süzülmə-tutum parametrlərinin sərhəd qiymətlərinə uyğun yeni texnologiyaların (hidravlik yarıma, üfüqi quyuların qazılması və s.) sınaq olunması;

– Zərdab, Şıxbağı yatağı və ətraf sahələrdə yeni texnologiyalar ilə quyuların qazılaraq yatağın işlənməyə bərpası imkanlarının qiymətləndirilməsi;

Ümumi təkliflər

– Tədqiq edilən bütün yataqlar üzrə karbohidrogen ehtiyatları, o cümlədən C2 kateqoriyalı sahələrin yenidən qiymətləndirilməsi və işlənmə planlarının bu əsasda yenilənməsi;

– Horizontlar üzrə birgə işlənmə imkanlarının sınaq olunması.

Ədəbiyyat siyahısı

1. *Bağırov B.Ə.* Neft-qaz mədən geologiyası. – Bakı: ADNA, 2011, 311 s.
2. *Багиров Б.А.* Геологические проблемы разработки нефтяных месторождений Азербайджанской республики / Материалы Международной конференции по формированию залежей УВ. Пекин, 2006, с. 127-140.
3. *Bağırov B.Ə., Salmanov Ə.M., Əhmədov E.H.* Neft-qaz yataqlarında geoloji risklər və qiymətləndirilmə üsulları. – Bakı: AMEA-GGI, 2018, 46 s.
4. *Əhmədov E.H., Qurbanov E.V.* Uzun müddət işlənmədə olan neft-qaz yataqlarının qalıq ehtiyatlarının mənimlənməsi problemləri (I hissə) // Azərbaycan neft təsərrüfatı, 2025, № 1, s. 33-37.
5. *Bağırov B.Ə., Həsənaliev M.Q., Gəncəliyeva A.S.* Azərbaycanın dənizdə ehtiyatı çətin çıxarılabilən neft yataqlarında işlənmənin başa çatdırılmasının səmərəli yolları // Azərbaycan Geoloqu, 2000, № 5, s. 87-95.
6. *Salmanov Ə.M., Eminov Ə.Ş., Abdullayeva L.Ə.* Azərbaycan neft yataqlarının işlənməsinin cari vəziyyəti və geoloji mədən göstəriciləri. – Bakı: NQETLİ, 2015, 74 s.
7. *Əhmədov E.H.* Günəşli yatağı Qırməkiüstü qumlu lay dəstəsinin səmərəli işlənmə üsulları // Azərbaycan neft təsərrüfatı, 2014, № 3, s. 58-63.
8. *Nərimanov A.Ə., Cəfərov R.R.* Günəşli yatağı üzrə karbohidrogenlərin paylanması və işlənməni təmin edən geoloji amillərin tədqiqi // Azərbaycan Geoloqu, 2000, № 5, s. 44-48.
9. *Багиров Б.А., Салманов А.М., Назарова С.А.* Принципы освоения остаточных запасов нефтяных месторождений после длительной эксплуатации / Материалы V Международной конференции Нефтяная геология и углеводородные ресурсы регионов Каспийского и Черного моря. – Баку, 2005, с. 293-294.
10. *Галкин С.В., Плюснин Г.В.* Нефтегазопромысловая геология. – Пермь: ПГТУ, 2010, 96 с.
11. *Лысенко В.Д.* Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2003, 636 с.
12. *Салманов А.М.* Оценка запасов длительно разрабатываемых нефтяных месторождений на основе динамических и статистических моделей // Известия ВТУЗов Азербайджана, 2007, № 4, с. 11-16.

13. Qaragözov E.Ş., Əhmədov E.H. Qərbi Abşeron yatağının işlənməsinin intensivləşdirilməsi, çoxşaxəli quyuların qazılması və səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi // Azərbaycan neft təsərrüfatı, 2021, № 10, s. 4-6.
14. Əhmədov E.H., Novruzov H. Ways of efficient use of residual resources of QD2 object in the III tectonic block of the Neft Dashlari field // Khazar Journal of Science and Technology, 2022, № 1, p. 85-91.
15. Əhmədov E.H. Neft-qaz yataqlarının işlənməyə cəlb olunma prosesinin optimallaşdırılması haqqında // Azərbaycan Ali Texniki Məktəblərinin Xəbərləri, 2020, № 5, s. 25-31.
16. Əhmədov E.H. Qalıq neft ehtiyatlarının səmərəli mənimsənilmə yollarının geoloji-riyazi modellərlə əsaslandırılması // Gənc Tədqiqatçı, 2017, № 1, s. 97-105.
17. Əhmədov E.H. Azərbaycanda neft-qaz yataqlarının işlənməsi problemləri və onların həllinə dair // Azərbaycanda Geofizika Yenilikləri, 2016, № 3-4, s. 46-51.
18. Əhmədov E.H. Neft Daşları yatağının III tektonik blokunda QD2 işlənmə obyektinin qalıq ehtiyatlarının səmərəli mənimsənilməsi yolları // Gənc Tədqiqatçı, 2016, № 2, s. 49-54.

References

1. Baghirov B.A. Neft-gaz meden geologiyasi. – Baki: ADNA, 2011, 311 s.
2. Bagirov B.A. Geologicheskoe problemy razrabotki neftyanykh mestorojdeniy Azerbaycanskoy respubliki / Materialy Mejdunarodnoy konferentsii po formiravaniyu zalijey UV. – Pekin, 2006, s. 127-140.
3. Baghirov B.A., Salmanov A.M., Ahmadov E.H. Neft-gaz yataqlarında geoloji riskler ve qiymetlendirilme usullari. – Baki: AMEA-GGI, 2018, 46 s.
4. Ahmadov E.H., Qurbanov E.V. Uzun muddet ishlenmede olan neft-gaz yataqlarının qalıq ehtiyatlarının mənimsənilməsi problemləri (I hissə) // Azərbaycan neft təsərrüfatı, 2025, № 1, s. 33-37.
5. Baghirov B.A., Hasanaliyev M.Q., Gancaliyeva A.S. Azərbaycanın dənizdə ehtiyatı chetin chixarilabilen neft yataqlarında ishlenilmenin basha chatdirilmasinin semereli yollari // Azerbaijan Geoloqu, 2000, № 5, s. 87-95.
6. Salmanov A.M., Eminov A.Sh., Abdullayeva L.A. Azerbaijan neft yataqlarının ishlenmesinin cari veziyyeti və geoloji meden gostericileri. – Baki: NQETLI, 2015, 74 s.
7. Ahmadov E.H. Guneshli yataghi Qirmekiustu qumlu lay destesinin semereli ishlenme usullari // Azerbaijan neft teserrufati, 2014, № 3, s. 58-63.
8. Narimanov A.A., Cafarov R.R. Guneshli yataghi uzre karbohidrogenlerin paylanmasi ve ishlenmeni temin eden geoloji amillerin tedqiqi // Azerbaijan Geoloqu, 2000, № 5, s. 44-48.
9. Bagirov B.A., Salmanov A.M., Nazarova S.A. Printsipy osvoyeniya ostatochnykh zapasov nefityannykh mestorojdeniy posle dlitelnoy eksplotatsii / Materialy V Mejdunarodniy konfernsii Neftiyannaya qeoloqiya i uqlivadorodnie resursi regionov Kaspiskoqo i Chernogo morya. – Baku, 2005, s. 293-294.
10. Qalkin S.V., Plyusnin Q.V. Nefteqazopromislovaya geologiya. – Perm': PQTU, 2010, 96 s.
11. Lysenko V.D. Razrabotka nefityannykh mestorojdeniy. – M.: Nedra, 2003, 636 s.
12. Salmanov A.M. Otsenka zapasov dlitel'no razrabativaemykh nefityannykh mestorojdeniy na osnove dinamicheskikh i statisticheskikh modeley // Izvestiya VTUZov Azerbaydjana, 2007, № 4, s. 11-16.
13. Qaragözov E.Ş., Ahmadov E.H. Qərbi Abşeron yatağının işlənməsinin intensivləşdirilməsi, çoxşaxəli quyuların qazılması və səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi // Azərbaycan neft təsərrüfatı, 2021, № 10, s. 4-6.
14. Ahmadov E.H., Novruzov H. Ways of efficient use of residual resources of QD2 object in the III tectonic block of the Neft Dashlari field // Khazar Journal of Science and Technology, 2022, № 1, pp. 85-91.
15. Ahmadov E.H. Neft-gaz yataqlarının işlənməyə cəlb olunma prosesinin optimallaşdırılması haqqında // Azərbaycan Ali Texniki Məktəblərinin Xəbərləri, 2020, № 5, s. 25-31.
16. Ahmadov E.H. Qalıq neft ehtiyatlarının səmərəli mənimsənilmə yollarının geoloji-riyazi modellerlə əsaslandırılması // Gənc Tədqiqatçı, 2017, № 1, s. 97-105.
17. Ahmadov E.H. Azərbaycanda neft-gaz yataqlarının işlənməsi problemləri və onların həllinə dair // Azərbaycanda Geofizika Yenilikləri, 2016, № 3-4, s. 46-51.
18. Ahmadov E.H. Neft Daşları yatağının III tektonik blokunda QD2 işlənmə obyektinin qalıq ehtiyatlarının səmərəli mənimsənilməsi yolları // Gənc Tədqiqatçı, 2016, № 2, s. 49-54.

Darvin küpəsi yatağının işlənməsinin cari vəziyyətinin təhlili və qalıq ehtiyatların mənimsənilməsinin yolları

D.F. Hüseynova, t.e.n., S.E. Tağıyeva, t.e.n., D.B. Kazımova

"Neftqazəlmətdiqatlayihə" İnstitutu

e-mail: dinara.huseynova@socar.az

Açar sözlər: çıxarılabilən ehtiyatlar, texnoloji göstəricilər, neft hasilatı, quyu, işlənmə obyektı, məhsuldar laylar.

Məqalədə Darvin küpəsi yatağının qalıq çıxarılabilən ehtiyatlarının səmərəli mənimsənilməsi üçün yatağın və horizontların cari vəziyyəti təhlil edilmişdir. Yatağın 79 il işlənmədə olmasına baxmayaraq, hələ də xeyli miqdarda qalıq çıxarılabilən ehtiyatlara malik olması müəyyən edilmişdir.

Yatağın işlənməsinin əvvəlindən olan dövr tədqiq edilmiş, qalıq çıxarılabilən ehtiyatların horizontlar üzrə paylanması diaqramları, işlənmənin texnoloji göstəricilərinin dinamikası qurulmuşdur. Horizontlar üzrə ümumi quyu fondu, işlənmənin əvvəlindən yatağın horizontlar üzrə çıxarılmış neft hasilatı təhlil edilmişdir. Aparılmış təhlil göstərmişdir ki, mövcud quyu sistemindən istifadə etməklə işlənmə davam edərsə, ehtiyatların böyük bir qismi yer təkində qalacaq. Belə ki, qalıq çıxarılabilən ehtiyatların mənimsənilməsi üçün yeni quyuların qazılması və quyuların istismara qaytarılması təklif olunur.

Анализ текущего состояния разработки месторождения Дарвин купеси и пути освоения его остаточных запасов

Д.Ф. Гусейнова, к.т.н., С.Э. Тагиева, к.т.н., Д.Б. Казымова
НИПИнефтегаз

Ключевые слова: извлекаемые запасы, технологические показатели, добыча нефти, скважина, объект разработки, продуктивные пласты.

В работе, в целях извлечения остаточных извлекаемых запасов месторождения Дарвин купеси, проводится анализ текущего состояния месторождения и его объектов.

Несмотря на то, что месторождение разрабатывается более 79 лет, в некоторых его горизонтах в значительных количествах остались извлекаемые запасы нефти. Для этого исследуется период с начала разработки по сегодняшний день, построены диаграмма распределения остаточных запасов по объектам месторождения, динамика технологических показателей разработки, проведен анализ фонда скважин и суммарной добычи нефти.

Проведенные исследования показали, что если разработка будет вестись действующей системой скважин, то в продуктивных пластах останется значительное количество запасов. Поэтому для добычи остаточных извлекаемых запасов предлагается возврат скважин на верхние объекты месторождения и бурение новых скважин.

Analysis of the current state of development of the Darwin field and the development of its remaining reserves

D.F. Huseynova, Dr. in Tech. Sc., S.E. Taghiyeva, Dr. in Tech. Sc., D.B. Kazimova
"Oil-Gas Scientific Research Project" Institute

Keywords: recoverable reserves, technological indicators, oil production, well, development object, productive formations.

In order to extract the remaining recoverable reserves of the Darwin field, an analysis of the current state of the field and its facilities is being carried out.

Despite the fact that the field has been developed for more than 79 years, significant quantities of recoverable oil reserves remain in some of its horizons. To this purpose, the period from the start of development to the present day is being studied, a diagram of the distribution of residual reserves by horizons has been constructed, the dynamics of technological development indicators have been analysed, and an analysis of the well stock and total oil production has been carried out. Studies have shown that if development continues using the existing well system, significant reserves will remain in the productive formations. Therefore, to extract the remaining recoverable reserves, it is proposed to return wells to the upper reservoirs of the field and drill new wells.

Uzun müddət işlənmədə olan neft yataqlarının tükənməsi və yeni yataqların işlənməyə cəlb olunmaması şəraitində qalıq ehtiyatların mənimsənilməsi hazırkı dövrdə neft sənayesinin qarşısında duran əsas məsələlərdən biridir. İstismar obyektlərində neftin qeyri-bircins olması səbəbindən onun sıxışdırılması əhəmiyyətli dərəcədə mürəkkəbləşir. Ənənəvi işlənmə sistemləri vasitəsi ilə istismar davam edərsə qalıq ehtiyatların kollektorlarda qalmasına səbəb ola bilər.

Neft hasilatını artırma üsullarının tətbiq olunmasına və effektivliyinə baxmayaraq, mövcud işlənmə texnologiyaları ilə yataqların spesifik geoloji xüsusiyyətlərinə zəruri dərəcədə uyğunlaşmanı həmişə təmin etmir [1–3]. Bu baxımdan, əlavə neft hasilatının alınması üçün yataqların geoloji quruluşunun ətraflı öyrənilməsi və tətbiq olunan texnoloji həllərin effektivliyinin qiymətləndirilməsi mühüm əhəmiyyət kəsb edir.

Məqalədə Darvin küpəsi yatağında qalıq çıxarılabilən ehtiyatları səmərəli mənimsəmək məqsədi ilə yataq və horizontların cari vəziyyəti təhlil olunmuşdur.

Darvin küpəsi yatağının işlənməsinə 1947-ci ildən başlanılmışdır və hal-hazırda kimi davam edir. Yatağın 79 il işlənmədə olmasına baxmayaraq, hələ də horizontlarında xeyli miqdarda qalıq ehtiyatların olduğu müəyyən edilmişdir.

Horizontların neftli sahələri dəqiqləşdikcə və hidrotexniki qurğular tikilib istifadəyə verildikcə yeni sahələr: 1952-ci ildə mərkəzi sahə, 1950–1958-ci illərdə isə şimal və şimal-şərq sahələri istismara daxil edilmişdir [4].

Yatağın bütün sahələri daban sularla əhatə olunmuşdur. Buna görə də işlənmənin əvvəlində yataqdan böyük həcmdə maye hasil olunduğunda kontur sularının hərəkəti daha aktiv olmuşdur. Belə ki, neft-su sərhədinə yaxın yerləşən istismar quyuları 2–3 ildən sonra su verməyə başlamış və 5–6 ildən sonra 100 % sulaşmışdır.

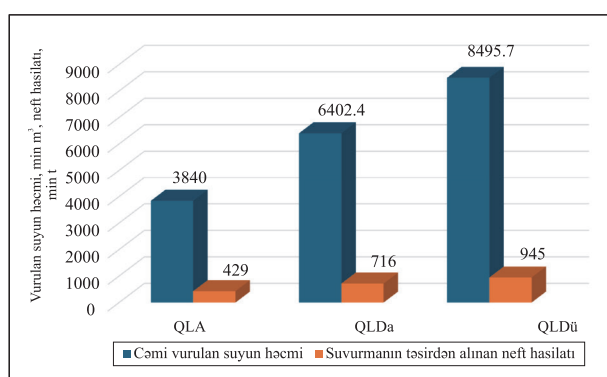
Darvin küpəsi yatağının əsas işlənmə obyekti Qırməki lay dəstəsi (QLD) və Qırməkialtı lay dəstəsi (QALD) neftli lay dəstələridir. QLD iki sərbəst istismar sahəsinə (QLDü və QLDa) ayrılır.

İşlənmənin ilk illərində orta gündəlik hasilat nisbətən yüksək olmuş və 35 t/gün təşkil etmişdir. Lakin yatağın energetik və hidrodinamik xassələrinin pis, neftin özlülüyünün yüksək olması neftli layların işlənməsini daha da çətinləşdirmişdir.

Yataq 1955-ci ilə qədər lay enerjisinin tükənməsi rejimində istismar olunmuşdur.

İlkin lay təzyiqi 11–15 MPa olduğu halda

1955–1956-cı illərdə azalaraq 8.9–9.8 MPa-ya çatmışdır. Lay təzyiqini saxlamaq məqsədi ilə 1955-ci ildən laylara konturaxası və konturdaxili suurma prosesinə başlanmışdır. 1955–1987-ci illərdə aparılmış suvurmanın təhlili göstərir ki, konturaxasına vurulan suyun səmərəsi daha çox olmuşdur. Belə ki, konturaxasına vurulan suyun hesabına 1510 min t neft, konturdaxilinə vurulmuş suyun hesabına isə 580 min t neft hasil edilmişdir. Hər iki prosesin səmərəsi qısamüddətli olmuşdur. İşlənmənin əvvəlindən Darvin küpəsi yatağının horizontlarının cənub və mərkəz sahələrində vurucu quyular vasitəsilə laya ümumilikdə 18.7 mln. m³ su vurulmuşdur, o cümlədən: QLDü–8495.7 min m³, QLDa–6402.4 min m³, QALD–3840.1 min m³ (şəkil 1).



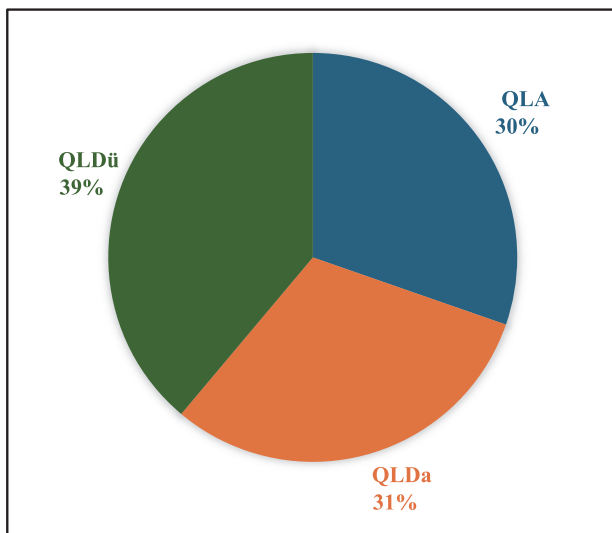
Şəkil 1. Yataq üzrə vurulan suyun həcmi və alınan neft hasilatı

Çıxarılan mayenin həcmi vurulan suya nisbətən çox olması səbəbindən lay təzyiqi azalmış, bu da həll olmuş qaz rejiminə keçməsinə səbəb olmuşdur. Quyuların qəbuletmə qabiliyyətinin az olması suvurmanın effektivliyini azaltmışdır. 1987-ci ildən isə yataqda suurma prosesi dayandırılmışdır.

Yataq üzrə 52 suvurucu quyu qazılmışdır, müəyyən geoloji (10 quyu) və texniki (42 quyu) səbəblərə görə istismar müddəti ərzində bu quyular ləğv olunmuşdur. İstismar fondundan isə 37 quyu suvurmaya cəlb olunmuş, bu quyulardan 23 quyu – texniki, 13 quyu isə geoloji səbəbdən ləğv olunmuşdur.

Yatağın qalıq neft ehtiyatları Məhsuldar Qat (MQ) çöküntülərinin alt şöbəsində cəmlənmişdir (şəkil 2). Səkindən görünür ki, qalıq çıxarılabilən ehtiyatların 70 %-i QLD-nin (QLDü-39 %, QLDa-31 %), 30 %-i isə QALD-ın payına düşür.

01.01.2025-ci ilə QLD-nin illik neft hasilatı 105.4 min t, su hasilatı-43.2 min m³, məhsulun sulaşması 29.1 % olmuşdur. İşlək quyu sayı 133 ədəd olmuşdur ki, onlardan 89-u QLDü-də, 44-ü



Şəkil 2. Darvin küpəsi yatağında qalıq çıxarılabilən ehtiyatların horizontlar üzrə paylanması

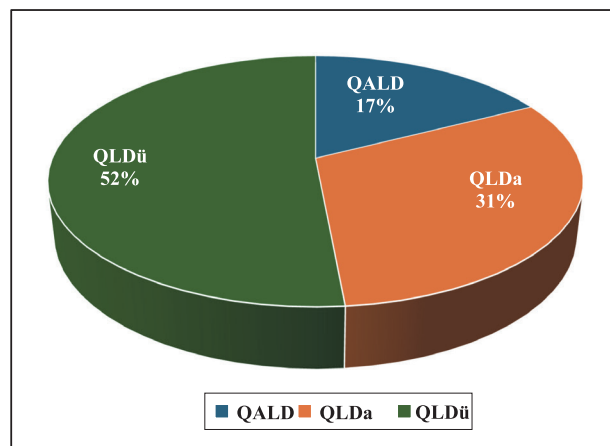
isə QLDA-də istismardadır. Bir quyunun orta gündəlik neft hasilatı 2.6 t/gün təşkil edir. İşlənmənin əvvəlindən QLD-dən 15212.4 min t neft, 6385 min m³ su hasil olunmuşdur.

QLD 1947-ci ildən QLDA, cənub sahəsindən işlənməyə daxil olmuşdur. QLDA cənub, mərkəz, şimal və şimal-şərq sahələri üzrə neftlidir. QLD-yə su ilə təsir 1955-ci ildən başlanmış və su-neft konturundan (SNK) 200–250 m məsafədə yerləşən quyular ilə aparılmışdır. QLDA və QLDü horizontları əsasən cənub və mərkəzi sahələrdə sərbəst şəbəkə və şimal, şimal-şərq sahələrində 1969–1970-ci illərdən isə birgə quyu şəbəkəsi ilə istismar olunmuşlar.

QLDA obyektinin quyuları istismara fontan üsulu ilə 12–21 t/gün neft hasilatı ilə daxil olmuşlar. İllər üzrə neft hasilatının maksimum qiyməti 1963-cü ilə təsadüf edir. 1963–1966-cı illər hasilatın maksimum qiymətinin nisbətən sabitlik dövrüdür. 1966–1987-ci illərdə hasilatın kəskin düşməsinə müşahidə edirik və bu zaman hasilat 31.7 min t-dan 11 min t-a qədər azalmışdır. Neft hasilatının azalması və lay təzyiqinin yüksək templə aşağı düşməsi nəticəsində, quyuların gündəlik hasilatı azalmışdır. 1955-ci ildə isə QLDA horizontunun neftli laylarına konturətrafına suurma prosesinə başlanılmışdır. Suvurma dövründə horizonta 6402.3 min m³ su vurulmuş və bunun nəticəsində əlavə 716 min t neft çıxarılmışdır. 1987-ci ildən horizontda suurma prosesi dayandırılmışdır. 2013-cü ildən sonra yenidən horizontun illik hasilatında artım hiss edilir ki, bu da quyu sayının artması hesabına olmuşdur. İşlənmənin əvvəlindən 01.01.2025-ci il tarixinə yataqdan 5730.2 min t neft, 2554 min m³ su çıxarılmışdır. 2024-cü ildə illik neft hasilatı 77 min t, su hasilatı 27 min m³,

həll olmuş qaz 1.8 mln. m³, məhsulun sulaşması isə 26 %, bir quyunun orta gündəlik hasilatı neft üzrə 2.2 t təşkil edir.

QLDü lay dəstəsi 1950-ci ildən işlənmədadır. Strukturun cənub, mərkəz, şimal və şimal-şərq sahələri neftlidir. İşlənmənin ilk illərində quyular fontan üsulu ilə orta gündəlik neft hasilatı 11–20 t olmaqla istismara daxil olmuşlar, fontan dövrü isə nisbətən qısa 2–3 il çəkmişdir. Sonra quyular qazlift istismar üsuluna keçirilmişdir. 1956-cı ildən istismar şəbəkəsini tamamlamaq məqsədi ilə quyuların kütləvi qazılmasına başlanılmış və bu proses 1965-ci ilə qədər davam etmişdir. İllik neft hasilatının maksimal səviyyəsi 1966-cı ilə 254 quyunun işlədiyi vaxta təsadüf etmişdir. Sonradan işlək quyuların sayının artmasına baxmayaraq illik neft hasilatı tədricən azalmaqla davam etmişdir. QLDü işlənməsinin səmərəliliyini artırmaq məqsədilə 1955-ci ildən suurma prosesinə başlanılmışdır. Suvurma dövründə horizonta 7490.1 m in m³ su vurulmuş və bunun nəticəsində 945 min t əlavə neft çıxarılmışdır. 1987-ci ildən horizontda suurma prosesi dayandırılmışdır. İşlənmənin əvvəlindən horizontdan 9482.2 min t neft, 13313.2 min t maye, çıxarılmışdır. 2024-cü ildə horizontdan 28.4 min t neft, 16.2 min m³ su, hasil edilmişdir, məhsulun sulaşması 36.3 %-ə bərabərdir. Bir quyunun orta gündəlik hasilatı: neft-1.8 t, maye-2.9 t olmuşdur. Aparılan geoloji-texniki tədbirlər quyuların hasilatının artmasına az köməklik etmişdir. Hasilatın artmasına QLDA və QLDü laylarının birgə istismarı səbəb olmuşdur. Mədən məlumatlarının təhlili göstərir ki, birləşmiş layları istismar edən quyuların hasilatı layları ayrı-ayrı istismar edən quyulardan yüksək olmuşdur (şəkil 3).

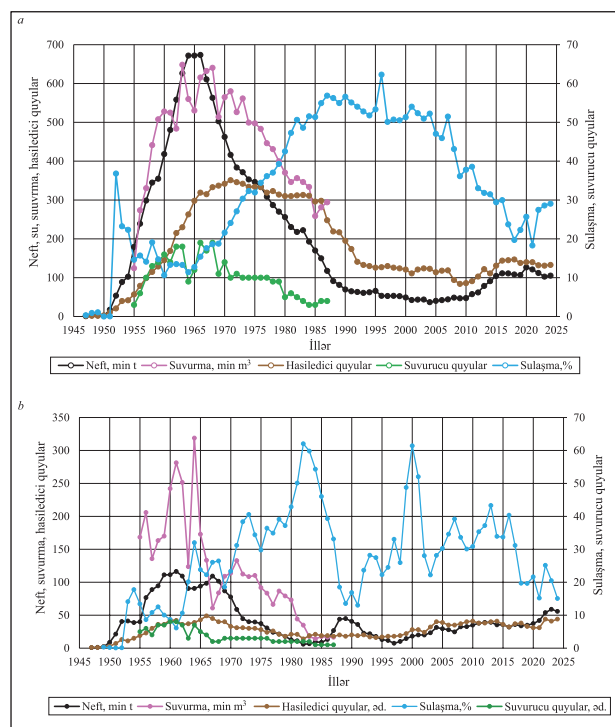


Şəkil 3. İşlənmənin əvvəlindən yatağın horizontları üzrə alınan neft hasilatı

Şəkil 3-də yatağın işlənmənin əvvəlindən horizontlar üzrə alınan neft hasilatının paylanma-

sı göstərilmişdir, QLDü-dən ümumi hasilatın 52 %-i, QLDA-dən -31 %-i, QALD-dən isə 17 % alınmışdır.

İşlənmanın texnoloji göstəricilərinin illər üzrə dinamikasında göründüyü kimi, QLD-də 1947-ci ildən başlayaraq hasilatın artımı davam etmiş, 1964-cü ildə maksimum həddə çatmışdır. 1964–1966-cı illər ərzində hasilat nisbətən sabit olaraq qalmışdır. 1966-cı ildən başlayaraq quyu sayının artmasına baxmayaraq 1990-cı ilədək hasilatın kəskin azalması müşahidə olunur (şəkil 4, a).



Şəkil 4. QLD (a) və QALD (b) üzrə işlənmanın texnoloji göstəricilərinin dinamikası

1991-ci ildən 2010-cu ilədək hasilatın azalmasında böyük dəyişiklik nəzərə çarpmır. 2011-ci ildən başlayaraq illik neft hasilatında artım baş vermişdir. Bunu da quyu sayının artması ilə əlaqələndirmək olar. Quyuların kütləvi qazılması 1983–1991-ci illərdə həyata keçirilmişdir. Lakin buna baxmayaraq hasilatın düşməsi davam etmişdir.

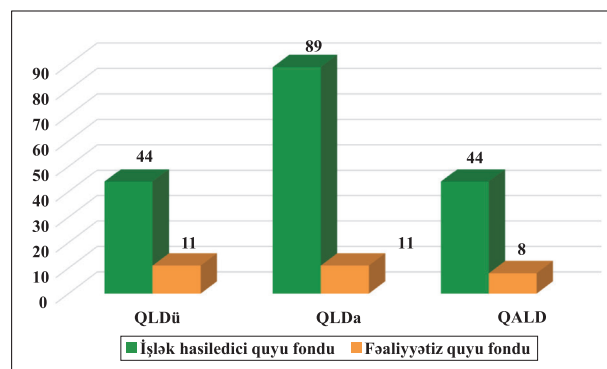
QLD-nin işlənmasının I mərhələsi 1947-ci ildən 1964-cü ilə kimi davam edib (neft hasilatı 1.72–762.7 min t təşkil edib), II mərhələ 1964–1966-cı illərə təsadüf edib (neft hasilatı 762.72–772.1 min t təşkil edib), işlənmanın III mərhələsi 1967-ci ildən 1992-ci ilə kimi davam edib, 1992-ci ildən hal-hazırda kimi QLD-nin işlənması IV mərhələdədir. 1955-ci ildən başlayaraq laya suvurma tətbiq olunmuşdur və 32 il davam etmişdir. Quyuların qəbuletmə qabiliyyətinin az olmasına görə 1987-ci ildən yataqda suvurma prosesi da-

yandırılmışdır.

QALD horizontunun işlənməsinə 1947-ci ildə başlanılmışdır. İlk illərdə quyular istismara fəntan üsulu ilə 35–41 t/gün hasilatla daxil olmuşdur. 1965-ci ilə qədər horizont qarışıq rejimdə istismar olunmuşdur. 1955-ci ildən konturaxasına su vurulmasına başlanmışdır. Laydan böyük həcmdə maye alındığına görə kontur sularının quyulara doğru süzülməsi baş vermiş və quyular 5 il ərzində sulaşmışdır. SNK-nın hərəkəti işlənmanın başlanğıc dövründə cənub sahəsində, sonra isə mərkəzi sahədə müşahidə olunmuşdur. Başqa sahələrdə isə SNK-nın hərəkəti çox az olmuş və qeyri-müntəzəm sürətlə getmişdir. Sahənin cənub sahəsinin axırında isə konturun hərəkəti baş verməmişdir. SNK-nın az hərəkət etməsinə baxmayaraq vurulan su çıxarılan mayeni kompensasiya etməmiş və nəticədə layın qalxım sahəsində istismar həll olunmuş qaz rejimində aparılmışdır.

Horizont üzrə maksimal hasilat -116.5 min t – 1961-ci ildə alınmışdır. Bunun əsas səbəbi quyu fondunun artması və laya böyük həcmdə su vurulması olmuşdur. İllik neft hasilatının düşməsi 1980-ci ildən başlamış və bir müddət davam etmişdir. Bunun əsas səbəbi hasilat quyu fondunun azalması, quyuların texniki səbəbdən (kolonun defektli olması, sınıması, qum tıxacının əmələ gəlməsi, keyfiyyətsiz sementlənməsi və s.) sıradan çıxması olmuşdur. QALD horizontu cənub, mərkəz, şimal və şimal-şərq sahələri üzrə neftlidir. İşlənmanın əvvəlindən horizontdan 01.01.2025-ci il tarixinə 3211.4 min t neft, 1066.4 min m³ su çıxarılmışdır (şəkil 4, b).

01.01.2025-ci il tarixinə yataq üzrə 733 quyu qazılmışdır. Hal-hazırda yatağın ümumi işlək hasiləddici fondunda 207 quyu vardır ki, bunlardan 177 quyu işlək, 30 quyu isə fəaliyyətsiz fondadır (şəkil 5). Yatağın suvurucu fondunda quyu yoxdur. İşlənmanın başlanğıcında quyuların gündəlik hasilatları bəzi hallarda 35–40 t-na çatmış, əsasən 5–15 t intervalında dəyişmişdir.



Şəkil 5. Horizontlar üzrə ümumi quyu fondu

QLDa horizontuna 169 hasiledici, 14 suvuru-cu quyu qazılmışdır. QLDa horizontu üzrə ümu-mi hasiledici istismar fondunda 100 quyu var ki, bu quyulardan 89-u işlək, 11 quyu isə fəaliyyətsiz fondadır, 6 quyu müşahidə fondunda, 6 quyu isə hidrotexniki qurğuları qəzalılı olan quyu fondun-dadır. Horizontun suvurucu fondunda hal-hazırda quyu yoxdur.

QLDü horizontuna 256 hasiledici, 24 suvuru-cu quyu qazılmışdır. QLDü horizontu üzrə ümu-mi hasiledici istismar fondunda 01.01.2025-ci il ta-rixə 52 quyu vardır ki, bu quyulardan 44-ü işlək, 11 quyu fəaliyyətsiz fondadır, 15 quyu müşahi-də, 23 quyu isə hidrotexniki qurğuları qəzalılı olan quyu fondundadır. Horizontun suvurucu fondunda hal-hazırda quyu yoxdur.

QALD horizontuna 308 hasiledici, 14 suvuru-cu quyu qazılmışdır. QALD horizontu üzrə ümu-mi hasiledici istismar fondunda 01.01.2025-ci il tarixə 52 quyu var ki, onlardan 44-ü işlək, 8 quyu fəaliyyətsiz fondadır, 5 quyu müşahidə, 2 quyu isə hidrotexniki qurğuları qəzalılı olan quyu fon-dundadır. Suvurucu fondunda hal-hazırda quyu

yoxdur.

Aparılmış təhlil göstərmişdir ki, mövcud quyu sistemindən istifadə etməklə işlənmə davam edərsə, məhsuldar laylardan əhəmiyyətli dərəcədə qalıq ehtiyatları mənimsəmək mümkün olmayacaq.

Yatağın işlənməsini səmərəli başa çatdırmaq məqsədilə proqnoz illəri üzrə işlənmənin texnolo-ji göstəriciləri hesablanmış, proqnoz üç variantda təklif edilmişdir. Hesablama əməliyyatı hər bir seçilmiş işlənmə variantı üzrə aparılmışdır.

Hər bir işlənmə variantı bir-birindən müəyyən göstəricilərlə (hasil edilən maye, neft və qazın miqdarı, fəaliyyətdə olan quyu fondu, qazma-dan alınan yeni hasilat və vurucu quyuların sayı, neftvermə əmsalı və s.) fərqlənir ki, bu da son mərhələdə kapital qoyuluşu və istismar xərcləri səviyyəsində öz əksini tapır. Müxtəlif variantla-rın müqayisəsi və ən səmərəli optimal variantın seçilməsi yuxarıdakı göstəricilər sisteminin təyin edilməsi vasitəsilə həyata keçirilmişdir. Belə ki, qalan, çıxarılabilən ehtiyatların çıxarılması üçün quyuları yuxarı laylarına qaytarması və yeni qu-yuların qazılması təklif olunur.

Ədəbiyyat siyahısı

1. *Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.* – М.: Недра, 1983.
2. *Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б., Салаватов Т.Ш., Шейдаев А.Ч.* Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. Баку, 1997.
3. *Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х.* Динамические процессы в нефтегазодобыче. – М.: Наука, 1997, 254 с.
4. “Darvin bankası” yatağının neft və qaz ehtiyatlarının hesablanması. “Dənizneftqazlayihə” DETLİ-nin fondu, 2013-cü il.

References

1. *Spravochnoye rukovodstvo po proektirovaniyu razrbotki i ekspluatatsii neftyanikh mestorojdeniy.* – М.: Nedra, 1983.
2. *Mirzadjanzade A.Kh., Aliev N.A., Yusifzade Kh.B., Salavatov T.Sh., Sheydaev A.Ch.* Fragmenty razrabotki morskikh nefteqazovykh mestorojdeniy. Baku, 1997.
3. *Mirzadjanzade A.Kh., Shahverdiyev A.Kh.* Dinamicheskkiye prozessy v nefteqazodobiche. – М.: Nauka, 1997, 254 s.
4. “Darvin bankasi” yataghinin neft ve gaz ehtiyatlarinin hesablanmasi. “Denizneftqazlayihe” DETLİ-nin fondu, 2013-cu il.

Neft hasilatının artırılması üçün müasir kimyəvi reagentlərin sintezi, xassələri və tətbiqi

M.M. Əsədov, k.e.d., E.N. Əliyev, t.ü.f.d., A.M. Səlimli

"Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və Kimya" ETİ

e-mail: mirasadov@gmail.com

Açar sözlər: qalıq neft, neft hasilatının artırılması – EOR, nanomayelər, hibrid nanosistemlər, fazalararası gərilmə IFT.

Zəif keçiriciliyə malik kollektor süxurlarından qalıq neftin çıxarılması müasir neft sənayesində mühüm texniki problem olaraq qalır. Neft hasilatının təkmilləşdirilmiş artırılmasının (Enhanced Oil Recovery – EOR) ənənəvi metodlarının belə yataqlarda tətbiqi bir çox hallarda qənaətbəxş nəticə vermir. Bu baxımdan neftvermənin artırılması üçün əsas yanaşmalardan biri yeni və mütərəqqi kimyəvi reagentlərin hazırlanması və tətbiqidir.

Nanotexnologiya sahəsində son nailiyyətlər nanomayelər, nanogellər və nanokompozitlərin EOR üçün yeni nəsil reagentlər kimi istifadəsinə marağı əhəmiyyətli dərəcədə artırmışdır. Səthi-aktiv ion mayelər (SAIL)– Al_2O_3 + PVP (polivinil polimerlər) tipli nanomayelər və hibrid nanosistemlər fazalararası gərilmənin azaldılması (interfacial tension reduction – IFT), nəmlənmə qabiliyyətinin dəyişdirilməsi və mikro yerdəyişmə səmərəliliyinin yüksəldilməsi baxımından ümidverici nəticələr göstərmişdir. Bununla belə, aqreqasiya, kolloid sabilliyin azalması və lay şəraiti ilə uyğunsuzluq kimi problemlər bu sistemlərin genişmiqyaslı tətbiqini məhdudlaşdırır.

Məqalədə γ - Al_2O_3 əsaslı nanomayelər və nanokompozitlərin fiziki-kimyəvi xassələri ümumiləşdirilmiş, reagentlərin lay şəraitində sabilliyi, fazalararası davranışı və qalıq neftin çıxarılma mexanizmləri təhlil edilmişdir. Alınan nəticələr lay mühitində reagentlərin xassələrinin dəyişməsinin nəzərə alınması və optimal tərkib seçiminin stabil EOR nəticələri üçün həlledici rol oynadığını göstərir.

Синтез, свойства и применение современных химических реагентов для увеличения добычи нефти

М.М. Асадов, д.х.н., Э.Н. Алиев, д.ф.т.н., А.М. Салимли
НИИ "Геотехнологические проблемы нефти, газа и Химия"

Ключевые слова: остаточная нефть, увеличение нефтеотдачи – EOR, наножидкости, гибридные наносистемы, межфазное натяжение IFT.

Извлечение остаточной нефти из низкопроницаемых коллекторов остаётся серьёзной технической задачей, тогда как традиционные методы усовершенствования добычи нефти (EOR) зачастую демонстрируют ограниченную эффективность. Одной из ключевых стратегий повышения нефтеотдачи является разработка и внедрение усовершенствованных химических реагентов, направленных на улучшение процесса вытеснения. Недавние достижения в области нанотехнологий стимулировали повышенный интерес к наножидкостям, наногелям и наноконкомпозитам как реагентам нового поколения для EOR.

Наножидкости и гибридные наносистемы, такие как SAIL– Al_2O_3 + PVP, показали многообещающие результаты в снижении межфазного натяжения, изменении смачиваемости и повышении эффективности микровытеснения. Однако такие проблемы, как агрегация, снижение стабильности и несовместимость с пластовыми условиями, ограничивают их широкомасштабное применение. Поэтому дальнейшие исследования направлены на оптимизацию состава наножидкостей и стратегий их закачки.

В статье, на основе анализа опыта последних лет, обобщаются современные разработки в области наножидкостей на основе γ - Al_2O_3 и соответствующих наноконкомпозитов, анализируются их стабильность, физико-химическое поведение в пластовых условиях и механизмы повышения извлечения остаточной нефти. Показана важность учёта эволюции свойств реагентов в пластовой среде и оптимизации их состава для достижения стабильного EOR-эффекта.

M.M. Asadov, Dr. in Ch. Sc., E.N. Aliyev, PhD in Ch. Sc., A.M. Salimli
SRI "Geotechnological Problems of Oil, Gas, and Chemistry"

Keywords: oil recovery, nanofluids, hybrid nanosystems, residual oil, interfacial tension.

Extraction of residual oil from low-permeability reservoirs remains a significant technical challenge, while conventional enhanced oil recovery (EOR) methods often demonstrate limited efficiency. One of the key strategies to increase oil recovery is the development and implementation of advanced chemical agents designed to improve displacement efficiency. Recent advances in nanotechnology have stimulated growing interest in nanofluids, nanogels and nanocomposites as next-generation EOR agents.

Nanofluids and hybrid nanosystems, such as SAIL- Al_2O_3 + PVP, have shown promising performance in interfacial tension reduction, wettability alteration and improvement of microscopic displacement efficiency. However, issues related to aggregation, stability loss and reduced compatibility with reservoir conditions restrict their large-scale implementation. Continued research is therefore required to identify optimal nanofluid formulations and injection strategies.

Based on the analysis of recent years' experiences, for example, in $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ -based nanofluids and nanocomposites, analyzes their stability, physicochemical behavior in reservoir environments and mechanisms of enhanced residual oil displacement. The results highlight the importance of considering the evolution of physicochemical properties under reservoir conditions and optimizing composition to achieve reliable EOR performance.

Ölkələrin enerji təhlükəsizliyi və qlobal bazardakı mövqeyi əsasən təsdiqlənmiş neft ehtiyatlarının həcmi, neftin və neft məhsullarının istehsalı, istehlakı və ixrac göstəriciləri ilə müəyyən edilir [1]. British Petroleum şirkətinin 2023-cü ilin sonuna təqdim etdiyi statistikaya əsasən, dünya üzrə təsdiqlənmiş xam neft ehtiyatları ≈ 244.6 mlrd. t (1733.9 mlrd. bar.) səviyyəsində qiymətləndirilir [2]. Neft ehtiyatlarının həcminə görə Venesuela, Səudiyyə Ərəbistanı, Kanada, İran və İraq lider ölkələr sırasına daxildir [3].

Venesuela, Kanada və Rusiya kimi ölkələrdə neft yataqlarının böyük hissəsi ehtiyatları çətin çıxarılan yataqlardan ibarətdir və onların işlənməsi ənənəvi istismar üsulları ilə müqayisədə daha yüksək kapital qoyuluşu və müasir texnologiyaların tətbiqini tələb edir [4–6]. Mürəkkəb geoloji quruluşa, zəif keçiriciliyə və yüksəközülüklü neftlərə malik yataqlar bu kateqoriyaya daxildir [7].

Mövcud bərpa üsulları ilə laydakı neft ehtiyatlarının yalnız təxminən 30–34 %-nin çıxarılması mümkündür [8]. Ənənəvi EOR üsulları əsasən termal, kimyəvi və qarışdırma təsirinə əsaslanan metodlara ayrılır [9]. Kimyəvi EOR üsullarında su ilə birlikdə səthi aktiv maddələr (SAM), qələvilər və polimerlər vurularaq fazalararası gərilmənin IFT azaldılır və yerdəyişmə səmərəliliyi artırılır [10]. Lakin bu üsullar reagentlərin yüksək qiyməti, süxur səthində adsorbsiya, məsamələrin tıxanması və lay şəraitində degradasiya kimi problemlərlə məhdudlaşır [11, 12].

Nanohissəciklərin yüksək xüsusi səth sahəsi, dəyişkən səth enerjisi və kolloid davranışı nəzərə alınmaqla, onların kimyəvi EOR sistemlərinə daxil edilməsi bu çatışmazlıqların aradan qaldırılması üçün perspektivli yanaşma kimi qiymətləndirilir [13].

Müxtəlif tərkibli nanohissəciklər (SiO_2 , Al_2O_3 , TiO_2 və s.) neftverməni əhəmiyyətli dərəcədə artırma bilmişdir [14, 15].

İşin məqsədi $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ əsaslı nanomayelərin neftverməni artırmaq üçün tətbiqinə dair mövcud tədqiqatların sistemli təhlilini aparmaq, onların sintezi, stabilliyi, fazalararası təsirləri və lay şəraitinə uyğun yerdəyişmə mexanizmlərini qiymətləndirməkdir.

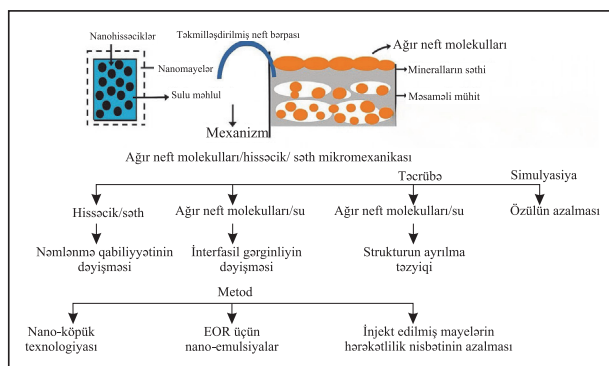
Neftverməni artıran kimyəvi tərkiblərin hazırlanması

Son onillikdə kimyəvi EOR texnologiyalarının inkişafında nanohissəciklərə əsaslanan nanomayelər xüsusi yer tutur [16]. Nanomayelər klassik SAM və polimer sistemləri ilə müqayisədə daha stabil kolloid davranış və çoxşaxəli təsir mexanizmləri nümayiş etdirir [17].

Nanomayelərin neftverməyə təsiri mexanizmləri

Nanomayelərin EOR prosesində effektivliyi əsasən nəmlənmə qabiliyyətinin dəyişməsi, fazalararası gərginliyin azalması, kapilyar qüvvələrin zəiflədilməsi və mikroölçülü neft damcılarının mobilizasiyası ilə bağlıdır [5, 10]. Şəkil 1-də bu mexanizmlərin ümumi sxemi göstərilmişdir.

Beləliklə nanomayelərin neftverməyə təsir mexanizmləri aşağıdakılarla bağlıdır: nəmlənmə qabiliyyətinin dəyişməsi (wettability alteration); neft/su fazalararası səthi gərilmənin IFT azaldılması; kapilyar qüvvələrin zəiflədilməsi; neftin ətrafında nazik təbəqə əmələ gətirməklə yapışmanın azalması (disjoining pressure effect); neft klasterlərinin dağılması və mikroölçülü damcılarının mobilizasiyası; polimer PVP və SAM sistemləri ilə sinerji effektləri.



Şəkil 1. Nano-EOR mexanizmlərinin ümumi sxemi

Nanohissəciklərin mineralların səthinə adsorbsiyası nəticəsində su ilə daha yüksək uyğunluq yaranır və layın ümumi hidrofilliyi artır. Layın hidrofil hala gəlməsi təmas bucağının azalması ilə müşahidə olunur və bu proses adətən neftvermənin yüksəlməsinə səbəb olur. Bununla belə, ədəbiyyatda bəzi tədqiqatlar neftvermənin mineralın nəmliyindən və lay suyu tərkibindən asılı olaraq müxtəlif istiqamətlərdə dəyişə biləcəyini göstərir, bu səbəbdən, nəmlənmə dəyişimi məsələsi hələ də aktiv müzakirə mövzudur.

Nanohissəciklərin fazalararası səthi gərilməyə IFT təsiri

Nanohissəciklərin neft/su fazalararası sahəyə (interfeysinə) adsorbsiyası fazalararası gərilmənin azalmasına səbəb ola bilər [4]. Bununla yanaşı, bəzi tədqiqatlarda nanohissəciklərin səthi gərilməyə təsirinin zəif və ya qeyri-xətti olduğu bildirilmişdir [13]. Bu fərqlər nanomayelərin kimyəvi tərkibindən, hissəcik ölçüsü və SAM-ların konsentrasiyasından asılıdır. Məsələn, SiO_2 səthinə hidrofob zəncirlər aşılamaqla amfifilik “Janus” nanohissəcikləri (Janus NH) sintez olunmuş və onların fazalararası səthi gərilməyə təsiri araşdırılmışdır [4]. Nəticələr göstərmişdir ki, Janus NH-ri müxtəlif xassələrə malik olan və asimmetrik yerləşmiş bir hissəcikdə iki və ya daha çox səth sahəsi olan NH-dir. Janus NH-rinin çox az konsentrasiyası (məsələn, 0.05 % kütlə [13–16]) belə neft/su səthi gərginliyini 2.28 mN/m-ə qədər azaldır; Nanomayenin 100 mq/L konsentrasiyası neftverməni 15.74 % artırır.

Bu məlumatlar göstərir ki, hissəciklərin səth funksionallaşdırılması EOR nəticələrinin idarə olunmasında mühüm rol oynaya bilər.

Müxtəlif nanohissəcikli sistemlərin effektivliyi

Ədəbiyyat məlumatlarına əsasən, SiO_2 , CaCO_3 , Al_2O_3 , TiO_2 , ZnO , ZrO_2 , Fe_2O_3 , CuO və başqa oksid əsaslı nanomayelər müxtəlif mexanizmlər vasitəsilə neftverməni 8–18 % kütlə artırmağa imkan verir [5, 14]. Ayrılıqda baxdıqda aşağıdakılar məlumdur:

– SiO_2 , CaCO_3 : karbonat süxurlarda hidrofilliyin artırılması sayəsində 8–9 % əlavə neftverməni təmin edir;

– Al_2O_3 , TiO_2 : nəmlənmə qabiliyyətini dəyişdirməkdə SiO_2 -dən effektiv olmuşlar;

– ZnO : səthi gərginliyi azaldır və neftvermənin yaxşılaşmasına səbəb olur;

– ZrO_2 : aşağı konsentrasiyalarda belə hidrofilliyi artırır;

– Fe_2O_3 , CuO : süxur mikroməsələlərində neft damcılarının hərəkətliyini artırır;

– SiO_2 və TiO_2 əsaslı nanomayelərin səthdə nazik, aşağı enerjili təbəqə yaratması, onların neft damcılarının süxur səthinə yapışmasını azaldır. Bu mexanizm ayrılma-təzyiqi effekti adlanır və mikromiqyaslı neft klasterlərinin mobilizasiyasını artırır [5].

Nanomayelərin sabitliyi və layda davranışı

Nanomayelərin kolloid sabitliyi onların EOR tətbiqində əsas məhdudlaşdırıcı amildir [11]. Yüksək duzluluq (əsasən bu Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{3+} ionların hesabına) və temperatur aqreqasiyanı sürətləndirə bilər. Bu səbəbdən PVP, SAIL və digər stabilizatorlardan istifadə zəruridir [18].

Nanohissəciklər arasındakı elektrostatik itələmə qüvvələrinin azalması van der Waals cəzibəsinin üstünlük təşkil etməsinə səbəb olur ki, bu da hissəciklərin sürətli toplanması və kolloid sabitliyin pozulması ilə nəticələnir. Aqreqasiyanın sürətlənməsi nəticəsində: nanomayelərin effektiv səth sahəsi azalır, süxur məsələlərində nanomayenin tıxanmasına səbəb ola bilər, layda mayenin miqrasiya qabiliyyətini zəiflədir, nəticədə göstərilənlər EOR-u aşağı salır.

Bu problemləri azaltmaq üçün müxtəlif stabilizatorlar – polivinil polimerlər PVP, polivinil asetat (PVA), səth-aktiv ion mayelər SAIL, anionik/kationik SAM-lar və polisaxarid əsaslı polimerlər tətbiq olunur. Stabilizatorlar nanohissəcik səthində qoruyucu təbəqə formalaşdıraraq elektrostatik və sterik maneə yaratmaqla, nanomayelərin yüksək temperatur və minerallaşma şəraitində uzunmüddətli sabitliyini təmin edir. Real şəraitdə müxtəlif kapillyar radiuslar, layın heterogenliyi, süxur mikrokanallarının həndəsəsi, dinamik axın şərtləri nanohissəciklərin kolloid davranışına əhəmiyyətli təsir göstərir. Bu səbəbdən nanomayelərin hərtərəfli tədqiqində statik sabitlik testləri ilə yanaşı nümunələr üzərində dinamik (flood) testlərindən də istifadə olunur.

$\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ əsaslı nanomayelərin EOR tətbiqində üstünlükləri

$\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ yüksək səth sahəsi, termal və kimyə-

vi stabilliyi ilə EOR üçün əlverişli material hesab olunur [10]. Polimer və ionik SAM-larla kombinasiyada sinergetik effekt yaranır və neftvermə əhəmiyyətli dərəcədə artır [11]. $\text{Al}_2\text{O}_3/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanomayələrinin EOR-da tətbiqinin əsas üstünlükləri aşağıdakılardır.

- Hidrofilliyn artırılması. Al_2O_3 hissəcikləri karbonat və silikat süxurların səthinə adsorbsiya olunaraq hidrofob səthləri hidrofil hala gətirir. Bu, təmas bucağının azalması ilə nəticələnir və daha effektiv su yerdəyişməsi yaradır.

- Səthi gərilmənin azalması. $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanohissəcikləri təkbəşinə zəif təsir göstərsə də, polimerlər PVP və SAM-larla birlikdə sinergetik effekt yaradır. SAIL tipli ion mayelərlə kombinasiyada IFT azalır.

- Neftin ayrılma təzyiqinin artırılması. Nanohissəciklər neft damcılarının ətrafında nazik təbəqə yaradaraq mikroölçülü neft hissəciklərinin mobilizasiyasını artırır.

- Kolloid sabitlik artır. PVP və SAIL ilə stabilizasiya olunmuş $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanomayeləri yüksək temperatur və duzluluqda belə digər nanohissəciklərlə müqayisədə daha davamlıdır.

- Güclü sinergetik xassə verir. Al_2O_3 nanohissəcikləri polimerlərlə (poliakrilamid polimer-HPAM, PVP), ion mayelərlə, anionik/kationik SAM-larla kombinasiyada həm reoloji xassələri, həm də fazalararası gərginliyi yaxşılaşdırır. Məlumatlar göstərir ki, optimal stabilizasiya olunmuş Al_2O_3 nanomayeləri EOR prosesində 10–15 % əlavə neftverməni təmin edə bilər. Bu göstərici, yüksəközlüklü neftlərdə, daha yüksək ola bilər.

Nanopolimer və nanokompozit sistemlər

Nanopolimer və nanokompozit sistemlər reoloji xüsusiyyətlərin optimallaşdırılması, fazalararası gərginliyin azalması və nəmlənmənin dəyişdirilməsi hesabına mürəkkəb lay şəraitlərində yüksək effektivlik göstərir [5, 18].

Nanopolimer sistemləri

Polimer matrisinə daxil edilmiş nanohissəciklər, məsələn, HPAM + SiO_2 , aşağıdakı üstünlükləri təmin edir: məhlulun özlülüyünün 2–3 dəfə artması, polimerin temperatur və duzluluğa qarşı sabitliyinin yüksəlməsi, süxur məsamələrində tıxanma riskinin azalması, layda su kanallarının qarşısının alınması. Nanopolimer sistemlər həm neftin yerdəyişməsini, həm də süxur-maye qarşılıqlı təsirini yaxşılaşdıraraq daha homogen axın yaradır.

Nanokompozit sistemləri

Nanokompozitlər, məsələn, SiO_2 + HPAM + SAM və digər kombinasiyalar, EOR prosesi üçün

daha çoxfunksiyalı reaktiv mühit yaradır. Nanokompozit sistemlər: fazalararası gərilməni İFT dəfələrlə azalda bilər (≈ 0.85 mN/m), polimer matrisinin mexaniki gücünü artırır, neft klasterlərinin dağılma qabiliyyətini yüksəldir, adsorbsiya qabiliyyətini optimallaşdıraraq nanopolimer reagentin sərfini azaldır, müxtəlif lay şəraitlərində əlavə (≈ 12 %) neftverməni təmin edir.

Sinergetik effekt

Nanokompozitlər EOR zamanı üç əsas təsir mexanizmini gücləndirir: reoloji xassələri optimallaşdırır – suyun axın profilini yaxşılaşdırır; İFT effektini yaxşılaşdırır – fazalararası gərginlik dəfələrlə azalır; nəmlənmə qabiliyyətini dəyişdirir – süxur daha hidrofil hala gəlir.

Bu səbəbdən nanopolimer və nanokompozit sistemlərin tətbiqi yüksəközlüklü neft yataqlarında, zəif keçiricilikli laylarda və heterogen geoloji strukturlarda effektiv nəticələr göstərə bilər.

Nəticə və müzakirələr

Nanohissəciklər, xüsusilə $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$, EOR sahəsində geniş diqqət cəlb edir, çünki Al_2O_3 əsaslı NH yüksək istilik davamlılığına, kimyəvi təsirlərə qarşı dayanıqlığa malikdir və neftin hərəkətliyini yaxşılaşdırır [10]. $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanohissəciklərinin aşağı temperaturda və qısa reaksiya müddətində hidrotermal üsulla sintezi, eləcə də onların neft hasilatında tətbiqi bir sıra tədqiqatlarda araşdırılmışdır. Bu metod ekoloji baxımdan əlverişlidir, çünki reaksiya mühiti kimi toksik olmayan su istifadə olunur. Hidrotermal sintez üsulu SiO_2 , TiO_2 , ZnO və Al_2O_3 kimi metal oksidlərinin alınmasında da geniş tətbiq edilir [10]. Xüsusilə Al_2O_3 nanohissəcikləri fazalararası gərilməni IFT azaldılması, süxurların nəmlənmə qabiliyyətinin dəyişdirilməsi və sərt lay şəraitində stabilliyin təmin edilməsi baxımından effektiv hesab olunur.

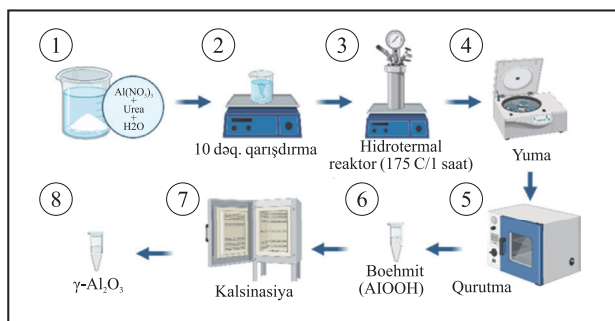
Məsələli struktura malik $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nümunələrinin alınması praktiki əhəmiyyətlidir. Al_2O_3 nanohissəcikləri müxtəlif şəraitdə alınır [6, 10]. Məsələn, $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ 200–500 °C-də 24 saat NaOH və ya KOH ilə $\text{Al}(\text{NO}_3)_3$ prekursorundan hidrotermal şəraitdə sintez edilmişdir [6]. Əlavə olaraq 500 °C-də kalsinasiya mərhələsindən keçən oxşar morfologiyalı $\gamma\text{-AlOOH}$ -dən $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanohissəcikləri alınır. Hidrotermal sintezdə bu nanokristallınları çökdürmək üçün güclü qələvi metal əsasları tətbiq etmək lazımdır. $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ yüksək istilik stabilliyi, kimyəvi müqavimət və böyük spesifik səth sahəsi ilə seçilir. Sferik və ya çubuq formalı başqa oksid hissəciklərlə müqayisədə, $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ özlülüyün azalması və nəmlənmənin dəyişdirilməsində daha yüksək nəticə göstərir. Bundan əlavə,

alüminium saxlayan prekursorlarının aşağı qiyməti, genişmiqyaslı tətbiqlər üçün iqtisadi cəhətdən sərfəlidir.

Hidrotermal reaksiya ilə $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, setiltrimetilammonium bromid (CTAB) [17, 18] və karbamid qarışığından $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanohissəcikləri 165 °C-də 24 saatda sintez edilmişdir. Belə nanohissəciklər ortaözlülüklü xam neftin (API $\approx$ 22) EOR-u, onların süxurlarda IFT və nəmlənməsini yaxşılaşdırabilir.

Hidrotermal sintez üsulu

0.00445 mol $\text{Al}(\text{NO}_3)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$ və 0.00716 mol karbamid 100 mL distillə olunmuş suda maqnit qarışdırıcı vasitəsilə həll edilmişdir. Karbamid və alüminium nitratın mol nisbəti $\approx$ 1.61:1 olmuşdur. Alınmış məhlul 100 mL həcmli PTFE örtüklü paslanmayan polad avtoklava köçürülmüş və 175 °C-də 1 saat ərzində hidrotermal reaksiyaya məruz qoyulmuşdur. Reaksiya başa çatdıqdan sonra sistem otaq temperaturuna qədər soyudulmuş, əmələ gəlmiş çöküntü 5500 rpm-də 10 dəq. mərkəzdənqaçma üsulu ilə ayrılmışdır. Çöküntü distillə olunmuş su ilə iki dəfə yuyulmuş, 80 °C-də 10 saat qurudulmuş və daha sonra 550 °C-də 6 saat ərzində kalsinasiya edilmişdir (qızdırılma sürəti 10 °C/dəq). Sintez prosesinin sxematik təsviri şəkil 2-də təqdim olunmuşdur.



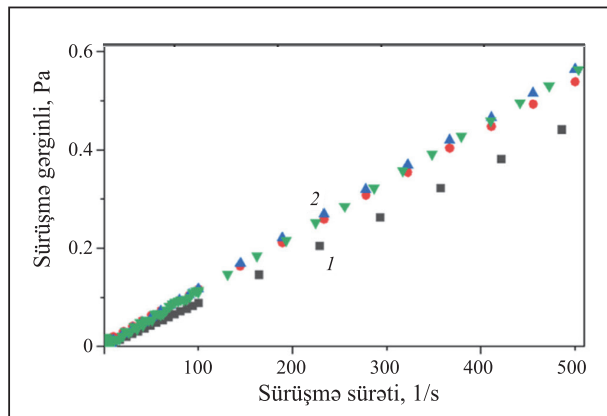
Şəkil 2. $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanohissəcik sintezinin sxematik təsviri:

1 – prekursorların distillə edilmiş suda həll edilməsi, 2 – maqnit qarışdırma, 3 – hidrotermal işləmə (175 °C, 1 saat), 4 – yuyulma, 5 – qurudulma, 6 – (AlOOH) formalaşması, 7 – kalsinasiya, 8 – $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanohissəciklərinin formalaşması

$\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanoflüidlərinin xassələri

Standart lay şəraitinin modelləşdirilməsi məqsədilə 2 % KCl məhlulu əsas maye kimi hazırlanmışdır. Al_2O_3 nanohissəcikləri 0.01 %, 0.05 % və 0.1 % kütlə payında məhlula əlavə edilmişdir. Qarışıqlar homogen dispersiyanın təmin edilməsi üçün 25 kHz tezlikdə və 160 W gücdə 15 dəq. ultrasəsle işlənmişdir. Hazırlıqdan dərhal sonra, 25 °C temperaturda 0.1–1000 s^{-1} sürüşmə sürəti diapazonunda Haake Mars reometri vasitəsilə

reoloji ölçmələr aparılmışdır. Bütün $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanoflüid nümunələri Nyuton tipli mayələr davranışı nümayiş etdirmiş və özlülük ölçmə diapazonu üzrə demək olar ki, sabit qalmışdır. Bu da Al_2O_3 nanohissəciklərinin sistemdə nəzərəcarpacaq sürüşmə özlülüynün azalmasına səbəb olmadığını göstərir (şəkil 3).



Şəkil 3. $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nanomayələrinin sürüşmə gərginliyin sürüşmə sürətindən asılılığı:

1 – duzlu su, 2 – tərkibində 0.01–0.1 % kütlə $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ olan məhlul

Nanoflüidlərin qısamüddətli kolloid stabilliyinin qiymətləndirilməsi üçün UV–vis spektroskopiyası və vizual çökmə testlərindən istifadə edilmişdir. 0.01 %, 0.05 % və 0.1 % Al_2O_3 nanoflüidlərinin udma spektrləri 200–900 nm dalğa uzunluğu intervalında, 30 dəq-lik intervallarla 2 saat ərzində ölçülmüşdür. Vizual müşahidələr bu müddət ərzində faza ayrılmasının və ya əhəmiyyətli çökmənin baş vermədiyini göstərmişdir.

Fazalararası gərilmə və nəmlənmə dəyişimi. Nanoflüidlərlə neft arasındakı fazalararası gərilmə və ya gərginlik (IFT) Al_2O_3 konsentrasiyasının təsirini qiymətləndirmək məqsədilə ölçülmüşdür [10]. 0.05 % kütlə Al_2O_3 ehtiva edən nanoflüid IFT-ni ən effektiv şəkildə 15.12 ± 0.18 mN/m səviyyəsinə qədər azaltmışdır. 0.1 % kütlə konsentrasiyada isə azalma nisbətən zəif olmuşdur (18.85 ± 0.66 mN/m), bu da konsentrasiyanın IFT-yə təsirinin qeyri-xətti xarakter daşdığını göstərir. Süxur nümunələrində aparılan nəmlənmə testlərinin nəticələri Al_2O_3 nanoflüidlərinin kontakt bucaqlarını əhəmiyyətli dərəcədə azaltıldığını və süxurun suya meyilli hala gəldiyini göstərmişdir. 24 saatlıq islatmadan sonra 0.05 % və 0.1 % Al_2O_3 nanoflüidləri tam nəmlənmə vəziyyəti yaratmışdır ki, bu da nanohissəciklərin süxur səthinə adsorbsiya olunaraq neftin hərəkətliyini artırdığını təsdiqləyir (cədvəl 1).

Neftçıxarılma əmsalı. Nanoflüidlərin tətbiqi ilə

Cədvəl 1

Döymə şəraiti	30 dəq. – Kontakt bucağı	24 saat – Kontakt bucağı
Adi su	100.50 (±1.23)°	106.08 (±1.12)°
Duzlu su	94.40 (±2.28)°	109.39 (±2.80)°
NF 0.01 %	90.00 (±0.81)°	64.00 (±0.67)°
NF 0.05 %	87.2 (±2.60)°	0°
NF 0.10 %	86.6 (±1.15)°	0°

neftçıxarma əmsalı da artır. Məsələn, otaq temperaturunda aparılan Core-flood təcrübələrinin nəticələri bunu sübut edir. Su ilə yuyulma zamanı neftçıxarma əmsalının 26 % artdığı müəyyən edilmişdir. Nanoflüidlərin tətbiqi isə konsentrasiyadan asılı olaraq neftçıxarma əmsalının artmasına səbəb olmuşdur. 0.01 % Al_2O_3 konsentrasiyasında təsir zəif olmuşdur ki, bu da hissəciklərin qeyri-kafi dispersiyası və adsorbsiyası ilə izah olunur. 0.05 % qatılıqda orta səviyyəli artım müşahidə edilmiş, ən yüksək nəticə isə 0.1 % Al_2O_3 nanoflüidi ilə əldə edilmişdir. Bu halda neftçıxarma əmsalı ilkin geoloji ehtiyatlara (OOIP) nisbətən 29 %-dən çox olmuşdur. Alınan nəticələr göstərir ki, yüksək spesifik səth sahəsinə malik Al_2O_3 nanoflüidləri IFT-ni azaltmaq və nəmlənməni dəyişdirməklə neftin hərəkətliyini əhəmiyyətli dərəcədə artırır.

SAIL ilə sabitləşdirilmiş nanoflüidlər. Al_2O_3 nanohissəcikləri ilə 1-dodesilpiridinium xlorid ($[C_{12}py]Cl$) ionik SAM-lar (SAIL) kombinasiyasının sinergetik təsiri araşdırılmışdır [11]. Nanoflüidlər əvvəlcə PVP (1 % kütlə) və NaCl ehtiva edən distillə olunmuş suda nanohissəciklərin dispersiyası yolu ilə hazırlanmış, daha sonra qarışıq $[C_{12}py]Cl$ əlavə edilmişdir. Zeta-potensial və vizual sabillik testlərinin nəticələri göstərmişdir ki, zeta-potensialın ± 30 mV və daha yüksək olduğu dispersiyalar 7 gün ərzində sabit qalır. EOR nəticələrinin eksperimental qiymətləndirilməsi Al_2O_3 + PVP + SAIL sistemlərinin 12 % OOIP əlavə neftçıxarma əmsalı ilə ən yüksək effektivliyə malik olduğunu göstərmişdir. Müqayisə üçün, yalnız SAIL 3.4 %, SAIL + PVP sistemi isə 7.4 % əlavə neftçıxarma təmin etmişdir. Çıxımın artması IFT-nin azalması, nanohissəciklərin süxur səthinə adsorbsiya olunaraq nəmlənməni dəyişdirməsi və reoloji sabilliyin yaxşılaşması ilə izah olunur.

Nanohissəciklərin konsentrasiyası və duzluluğun təsiri

Al_2O_3 nanohissəciklərinin maksimal sabillik göstərən konsentrasiyaları SAIL miqdarı və duzluluq (NaCl) səviyyəsindən asılı olaraq müəyyən edilmişdir (cədvəl 2 və 3) [11]. SAIL konsentrasiyasının artması elektrostatik aqreqasiya səbəbin-

dən nanohissəciklərin maksimum stabil yükünü azaldır. NaCl isə nanoflüidlərin sabilliyini zəiflədir, lakin PVP sterik sabilləşdirici kimi bu mənfi təsiri qismən kompensasiya edir. Optimal tərkib 1 % kütlə $[C_{12}py]Cl$, 0.5 % kütlə NaCl və 0.13 % kütlə Al_2O_3 olaraq müəyyən edilmişdir.

Cədvəl 2

$[C_{12}py]Cl$ (% kütlə)	0.01	0.05	0.10	0.50	1
Al_2O_3 (% kütlə)	3	1	0.05	0.02	0.01

Cədvəl 3

$[C_{12}py]Cl$ (% kütlə)	0.5 % kütlə NaCl	1.5 % kütlə NaCl	5.0 % kütlə NaCl
0.01	0.10	0.075	0.05
0.05	0.10	0.075	0.05
0.10	0.10	0.075	0.05
0.50	0.10	0.075	0.05
1	0.13	0.10	0.05

$\gamma-Al_2O_3$ əsaslı nanohissəciklərin yekun təsiri

Müxtəlif işlərdə aparılmış tədqiqatlar göstərir ki, $\gamma-Al_2O_3$ nanohissəcikləri, xüsusilə PVP və SAIL ilə kombinə edildikdə, fazalararası gərginliyin azalması, süxurların nəmlənmə qabiliyyətinin dəyişməsi və nanomayelərin sabilliyinin artması hesabına neftçıxarma əmsalını əhəmiyyətli dərəcədə yüksəldir. 0.1 % kütlə Al_2O_3 ehtiva edən nanoflüidlər duzlu mühitlərdə əldə olunan nəticələri SAIL ilə sabitləşdirilmiş sistemlərdə daha da yaxşılaşdırmışdır. Bu nəticələr Al_2O_3 əsaslı nanoflüidlərin ortaözlülüklü xam neft yataqlarında praktik EOR tətbiqləri üçün yüksək potensiala malik olduğunu göstərir.

Nəticə

Hidrotermal üsulla sintez edilmiş $\gamma-Al_2O_3$ nanoçökmələrinin və PVP, həmçinin 1-dodesilpiridinium xlorid ($[C_{12}py]Cl$) ionik SAM SAIL ilə sabitləşdirilmiş $\gamma-Al_2O_3$ əsaslı nanomayelərin geniş təhlili təqdim edilir. Tədqiqatlar nanomayelərin fiziki-kimyəvi xüsusiyyətlərinin, dispersiya sabilliyi və fazalararası aktivliyinin onların EOR səmərəliliyini müəyyən edən əsas amillər olduğunu göstərir.

1. Hidrotermal sintez (175 °C, 1 saat) yüksək xüsusi səthə malik $\gamma-Al_2O_3$ nanoçökmələri sintez etməyə imkan verir.

2. SAIL- Al_2O_3 nanomayesi 0.01 % kütlə qatılığında yüksək kolloid sabilliyi göstərir; 0.05–0.10 % kütlə diapazonunda isə çökmə əhəmiyyətli dərəcədə artır.

3. SAIL- Al_2O_3 + PVP (polivinil polimerləri)

sistemlərində γ - Al_2O_3 miqdarının artırılması mayenin özlülüyünü yüksəldir və SAM-larla birlikdə tətbiq edildikdə yerdəyişməni yaxşılaşdırır.

4. γ - Al_2O_3 əsaslı nanomayelər neft–su sərhədində fazalararası gərginliyi effektiv şəkildə azaldır.

5. Optimal tərkib (0.05 % kütlə Al_2O_3 + 1 % kütlə PVP + 0.5 % kütlə $[\text{C}_{12}\text{py}]\text{Cl}$ + 0.5 % kütlə NaCl) təxminən 12 % əlavə neftvermə əmsalını təmin edir.

6. 0.10 % kütlə γ - Al_2O_3 ehtiva edən nanomayelər işlənmənin ikinci və üçüncü mərhələsində

30 %-ə qədər əlavə artım əldə edilməsinə imkan verir.

7. SiO_2 + SAM + HPAM (poliakrilamid polimeri) nanokompozitin özlülüyünü 2–3 dəfə artırır, fazalararası gərilməni 0.85 mN/m-ə qədər azaldır və neftvermə əmsalının 12–18 % artmasına imkan verir.

Ümumilikdə, γ - Al_2O_3 əsaslı nanomayelər neft hasilatının artırılması EOR üçün perspektivli reagentlərdir və onların geniş tətbiqi üçün lay şəraiti ilə uyğun stabillik və tərkib optimallaşdırılması əsasdır.

Ədəbiyyat siyahısı

1. Cui K., Li H., Chen P., Li Y., Jiang W., Guo K. New Technique for Enhancing Residual Oil Recovery from Low-Permeability Reservoirs: “The Cooperation of Petroleum Hydrocarbon-Degrading Bacteria and SiO_2 Nanoparticles”. *Microorganisms*. 2022, 10(11), pp. 1-16, 2104.
<https://doi.org/10.3390/microorganisms10112104>
2. Veliyev E.F., Askerov V.M., Aliyev A.A. Enhanced oil recovery method for highly viscous oil reservoirs based on in-situ modification of physico-chemical properties. *SOCAR Proceedings Special Issue No. 2*, 2022, pp. 144-152.
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI200764>
3. Андреева Е.С., Маринина О.А., Туровская Л.Г. Наножидкостное заводнение как метод повышения нефтеотдачи: механизм преимущества. *Инжиниринг георесурсов*, 2024, т. 335, № 6, с. 189-202.
4. Alnarabiji M.S., Husein M.M. Application of bare nanoparticle-based nanofluids in enhanced oil recovery. *May 2020, Fuel*, 267:117262. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117262>
5. Hou J., Du J., Sui H., Sun L. A review on the application of nanofluids in enhanced oil recovery. *School of Chemical Engineering and Technology*. 2022, № 16(8), pp. 1165-1197.
<https://doi.org/10.1007/s11705-021-2120-4>
6. Minaei S., Abdollahifar M., Shojaeimehr T., Kumar D. Micro/Mesoporous Quasi-Zero-Dimensional AlOOH and Al_2O_3 Nanoparticles. *Inorganic and Nano-Metal Chemistry*. 2020, № 50 (3), pp. 170-177. <https://doi.org/10.1080/24701556.2019.1703000>
7. Kiani S., Khodabakhshi S., Rashidi A., Tavakoli Z., Dasthoon S. Novel One-pot Synthesis of Pyrazolopyranopyrimidinones Using Newly Produced γ -Alumina Nanoparticles as Powerful Catalyst. *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering*. 2018, vol. 37, No. 3, pp. 63-71.
8. Eltoum H., Yang Y.L., Hou J.R. The Effect of Nanoparticles on Reservoir Wettability Alteration. A Critical Review. *Petroleum Science*. 2021, 18, pp. 136-153.
<https://doi.org/10.1007/s12182-020-00496-0>
9. Kiani S., Zadeh M.M., Khodabakhshi S., Rashidi A., Moghadasi J. Newly Prepared Nano Gamma Alumina and Its Application in Enhanced Oil Recovery. An Approach to Low-Salinity Waterflooding. *Energy Fuels*, 2016, № 30 (5), pp. 1-23.
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b03008>
10. Oliveira da Rocha C.L., Santos A.L., Muguirrima P.V.M., Bezerra de Oliveira G.V., Mendes A.M., Rodrigues M.A.F., Martinelli A.E. Hydrothermal Synthesis of γ Al_2O_3 Nanofluids for Enhanced Oil Recovery. Characterization and Coreflooding Evaluation. *ACS Omega* 2025, № 10, pp. 41547-41560.
<https://doi.org/10.1021/acsomega.5c05087>
11. Al-Asadi A., Somoza A., Arce A., Rodil E., Soto A. Nanofluid based on 1-dodecylpyridinium chloride for enhanced oil recovery. *Petroleum Science*. 2023, № 20, pp. 600-610. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.08.018>
12. Алтунина Л.К., Кувишинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов // Вестник Санкт-Петербургского университета, 2013, сер. 4, вып. 2, с. 46-76.
13. Chu Z., Zhong B., Zhou W., Cui P., Gu J., Tian B., Olasoju O.S., Zhang X., Sun W. Study in the experimental manipulation of Janus particle synthesis via emulsion-based method. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2020, 603, 125183, pp. 1-7.

<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125183>

14. Tang J., Xing Y., Wang Z., Yang M., Zhang J., Cai K. Janus nanoparticles with asymmetrically subcompartmentalized sensing and amplification modules toward fluorescence detection of microRNA. *Sensors and Actuators B: Chemical*. 2020, 128438. pp. 1-32.

<https://doi.org/10.1016/j.snb.2020.128438>

15. Vafaezadeh M., Thiel W.R. Janus interphase catalysts for interfacial organic reactions. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, 113735, pp. 1-25.

<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113735>

16. Li Y., Chen S., Demirci S., Qin S., Xu Z., Olson E., Liu F., Palm D., Yong X., Jiang S. Morphology evolution of Janus dumbbell nanoparticles in seeded emulsion polymerization, *Journal of Colloid and Interface Science*, 2019, pp. 1-25.

<https://doi.org/10.1016/j.jcis.2019.01.109>

17. Ahmadi P., Alamolhoda S., Mirkazemi S.M. Cetyltrimethylammonium Bromide (CTAB) Surfactant-Assisted Synthesis of BiFeO₃ Nanoparticles by Sol-Gel Auto-Combustion Method. *Journal of Superconductivity and Novel Magnetism*, 2018, vol. 31, pp. 3307-3314.

<https://doi.org/10.1007/s10948-018-4596-9>

18. Sharon Tamil Selvi S., Linet J.M., Sagadevan S. Influence of CTAB surfactant on structural and optical properties of CuS and CdS nanoparticles by hydrothermal route. *Journal of Experimental Nanoscience*, 2018, vol. 13, No 1, pp. 130-143.

<https://doi.org/10.1080/17458080.2018.1445306>

References

1. Cui K., Li H., Chen P., Li Y., Jiang W., Guo K. New Technique for Enhancing Residual Oil Recovery from Low-Permeability Reservoirs: "The Cooperation of Petroleum Hydrocarbon-Degrading Bacteria and SiO₂ Nanoparticles". *Microorganisms*. 2022, 10(11), pp. 1-16, 2104.

<https://doi.org/10.3390/microorganisms10112104>

2. Veliyev E.F., Askerov V.M., Aliyev A.A. Enhanced oil recovery method for highly viscous oil reservoirs based on in-situ modification of physico-chemical properties. *SOCAR Proceedings Special Issue No. 2*, 2022, pp. 144-152.

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI200764>

3. Andreyeva Ye.S., Marinina O.A., Turovskaya L.G. Nanozhidkostnoye zavodneniye kak metod povysheniya nefteotdachi: mekhanizm, preimushchestva. *Inzhiniring georesursov*, 2024, t. 335, № 6, s. 189-202.

4. Alnarabiji M.S., Husein M.M. Application of bare nanoparticle-based nanofluids in enhanced oil recovery. *May 2020, Fuel*, 267:117262.

<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117262>

5. Hou J., Du J., Sui H., Sun L. A review on the application of nanofluids in enhanced oil recovery. *School of Chemical Engineering and Technology*. 2022, № 16(8), pp. 1165-1197.

<https://doi.org/10.1007/s11705-021-2120-4>

6. Minaei S., Abdollahifar M., Shojaeimehr T., Kumar D. Micro/Mesoporous Quasi-Zero-Dimensional AlOOH and Al₂O₃ Nanoparticles. *Inorganic and Nano-Metal Chemistry*. 2020, № 50 (3), pp. 170-177. <https://doi.org/10.1080/24701556.2019.1703000>

7. Kiani S., Khodabakhshi S., Rashidi A., Tavakoli Z., Dasthoon S. Novel One-pot Synthesis of Pyrazolopyranyrimidinones Using Newly Produced γ-Alumina Nanoparticles as Powerful Catalyst. *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering*. 2018, vol. 37, No. 3, pp. 63-71.

8. Eltoum H., Yang Y.L., Hou J.R. The Effect of Nanoparticles on Reservoir Wettability Alteration. *A Critical Review. Petroleum Science*. 2021, 18, pp. 136-153.

<https://doi.org/10.1007/s12182-020-00496-0>

9. Kiani S., Zadeh M.M., Khodabakhshi S., Rashidi A., Moghadasi J. Newly Prepared Nano Gamma Alumina and Its Application in Enhanced Oil Recovery. *An Approach to Low-Salinity Waterflooding. Energy Fuels*, 2016, № 30 (5), pp. 1-23.

<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b03008>

10. Oliveira da Rocha C.L., Santos A.L., Muguirrima P.V.M., Bezerra de Oliveira G.V., Mendes A.M., Rodrigues M.A.F., Martinelli A.E. Hydrothermal Synthesis of γ Al₂O₃ Nanofluids for Enhanced Oil Recovery. *Characterization and Coreflooding Evaluation. ACS Omega* 2025, № 10, pp. 41547-41560.

<https://doi.org/10.1021/acsomega.5c05087>

11. Al-Asadi A., Somoza A., Arce A., Rodil E., Soto A. Nanofluid based on 1-dodecylpyridinium chloride for enhanced oil recovery. *Petroleum Science*. 2023, № 20, pp. 600-610.

<https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.08.018>

12. *Altunina L.K., Kuvshinov V.A.* Fiziko-khimicheskiye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov // Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. 2013, ser. 4, vyp. 2, s. 46-76.
13. *Chu Z., Zhong B., Zhou W., Cui P., Gu J., Tian B., Olosoju O.S., Zhang X., Sun W.* Study in the experimental manipulation of Janus particle synthesis via emulsion-based method. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2020, 603, 125183, pp. 1-7.
<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125183>
14. *Tang J., Xing Y., Wang Z., Yang M., Zhang J., Cai K.* Janus nanoparticles with asymmetrically subcompartmentalized sensing and amplification modules toward fluorescence detection of microRNA. *Sensors and Actuators B: Chemical*. 2020, 128438. pp. 1-32.
<https://doi.org/10.1016/j.snb.2020.128438>
15. *Vafaezadeh M., Thiel W.R.* Janus interphase catalysts for interfacial organic reactions. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, 113735, pp. 1-25.
<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113735>
16. *Li Y., Chen S., Demirci S., Qin S., Xu Z., Olson E., Liu F., Palm D., Yong X., Jiang S.* Morphology evolution of Janus dumbbell nanoparticles in seeded emulsion polymerization, *Journal of Colloid and Interface Science*, 2019, pp. 1-25.
<https://doi.org/10.1016/j.jcis.2019.01.109>
17. *Ahmadi P., Alamolhoda S., Mirkazemi S.M.* Cetyltrimethylammonium Bromide (CTAB) Surfactant-Assisted Synthesis of BiFeO₃ Nanoparticles by Sol-Gel Auto-Combustion Method. *Journal of Superconductivity and Novel Magnetism*. 2018, vol. 31, pp. 3307-3314.
<https://doi.org/10.1007/s10948-018-4596-9>
18. *Sharon Tamil Selvi S., Linet J.M., Sagadevan S.* Influence of CTAB surfactant on structural and optical properties of CuS and CdS nanoparticles by hydrothermal route. *Journal of Experimental Nanoscience*, 2018, vol. 13, No 1, pp. 130-143.
<https://doi.org/10.1080/17458080.2018.1445306>

The modern manufacturing and total waste management

P.H. Mammadov, PhD in Ec. Sc.¹, V.A. Alquluyev¹, I.V. Khurshudov¹, Kh.R. Necimbeyli¹,
K.K. Shiraliyev¹, V.H. Kerimov²

¹Baku Engineering University,

²Institute of Mathematics of the Ministry of Science of Azerbaijan

e-mail: vkerimov@beu.edu.az

Keywords: lean manufacturing, Just-In-Time, AI-driven, 9S.

In Japan, Toyota developed a revolutionary modern manufacturing as a lean manufacturing. This highly successful method for reducing production waste, improving production flow, reducing production time, improvement of quality and increasing production began as a method to compete with Western automakers and soon became a revolutionary production mentality world over. The Lean manufacturing mainly refers to elimination of waste which currently one part of waste such as hazardous gases and wastes are disposed Environment. The most production companies dispose these type of waste to Environment and these type of wastes damage the flora and fauna. As a systematic way to increase efficiency lean principles run counter to traditional mass-production practices. Yet, they allow small and medium businesses to consistently increase quality while decreasing costs. They emphasize key objectives like simplicity, flow, and balance. Companies large and small can leap over their competition by understanding and implementing this highly efficient system. The purpose of this article is the definition of all production wastes, and their impact to production and environment and then implementation of methods to eliminate the waste negative impact to production cost and also to the environment.

The purpose of the study – In modern times, the definition and calculation of all wastes in modern manufacturing, enterprises are to achieve maximum efficiency with minimum waste and continuous improvement of the quality of products and services produced without harming the environment, human health and safety. By application of the waste management the total quality cost and total production cost are reduced. The practical application of waste management are indicated on this article. Also classification of traditional tools for waste elimination and also definition of Artificial Intelligence(AI) application for quality improvement and waste reduction.

Research methodology – Application of total waste management principles in production for elimination of wastes, minimising of total cost and enhancement of performance and quality.

The applied significance of the study – Reducing of wastes in production, improving quality and reducing quality and total production costs.

Scientific innovation of the research – By definition and calculation of all waste types the quality control can be further improved, raw material resources can be saved, quality and production costs can be reduced. Finally the proper production planning are going to be provided.

Müasir istehsalat və ümumi tullantıların idarə edilməsi

P.H. Məmmədov, i.ü.f.d.¹, V.A. Alquluyev¹, İ.V. Xurşudov¹, X.R. Nəcimbəyli¹, K.K. Şirəliyev¹, V.X. Kərimov²

¹Bakı Mühəndislik Universiteti,

²Elm və Təhsil Nazirliyi Riyaziyyat İnstitutu

Açar sözlər: qənaətcil istehsal, Just-In-Time, süni intellektli idarəetmə, 9S.

Yaponiyada Toyota şirkəti müasir istehsalatı yeni qənaətcil istehsalat kimi tanınan inqilabi istehsalat prosesini yaratdı. İstehsalat tullantılarının azaldılması, istehsal axınının yaxşılaşdırılması, istehsal müddətinin azaldılması, keyfiyyətin yaxşılaşdırılması və istehsalın artırılması üçün bu yüksək uğurlu metod Qərb avtomobil istehsalçıları ilə rəqabət aparmaq üçün bir üsul kimi başlamış və tezliklə bütün dünyada inqilabi istehsal düşüncəsinə çevrilmişdir. Qənaətcil istehsal əsasən tullantıların atılmasını da nəzərdə tutur, hazırda tullantıların bir hissəsi, məsələn, təhlükəli qazlar və tullantılar ətraf mühitə atılır. İstehsalatla məşğul olan bəzi şirkətlər bu tip tullantıları ətraf mühitə atır və bu tip tullantılar flora və faunaya zərər verir. Səmərəliyi artırmağın sistemli bir yolu olaraq Qənaətcil prinsiplər ənənəvi kütləvi istehsal təcrübələrinə ziddir. Bununla belə, bu istehsalat prinsipi kiçik və orta müəssisələrə xərcləri azaltmaqla keyfiyyəti ardıcıl olaraq artırmağa imkan verir. Burada sadəlik, axıcılıq və balans kimi əsas məqsədləri vurğulayırlar. Böyük və kiçik şirkətlər bu yüksək səmərəli olan sistemi başa düşmək və tətbiq etməklə rəqabəti artırmaqla bilirlər. Bu məqalənin məqsədi bütün istehsal tullantılarının tərifini və onların istehsalata və ətraf mühitə təsirini, həmçinin tullantıların istehsal xərclərinə və ətraf mühitə mənfi təsirini aradan qaldırmaq metodlarının tətbiqini göstərməkdir.

Tədqiqatın məqsədi – müasir dövrdə istehsalatda bütün tullantıların müəyyən edilməsi və hesablanması müəssisələrin minimum tullantı ilə maksimum səmərəliyə nail olması və ətraf mühitə, insan sağlamlığına və təhlükəsizliyinə zərər vermədən

istehsal olunan məhsul və xidmətlərin keyfiyyətini davamlı olaraq yaxşılaşdırmasıdır. Tullantıların idarə edilməsinin tətbiqi ilə ümumi keyfiyyət dəyəri və ümumi istehsal dəyəri azalır. Tullantıların idarə edilməsinin praktik tətbiqi bu məqalədə göstərilib. Bu məqalədə tullantıların idarə olunmasının praktik tətbiqi göstərilmişdir. Həmçinin tullantıların aradan qaldırılması üçün ənənəvi vasitələrin təsnifatı və keyfiyyətin yaxşılaşdırılması və tullantıların azaldılması üçün Süni İntellekt (SI) tətbiqinin əhəmiyyəti də göstərilmişdir.

Tədqiqat metodologiyası – tullantıların aradan qaldırılması, ümumi dəyəri minimuma endirmək, məhsuldarlığı və keyfiyyəti artırmaq üçün istehsalatda ümumi tullantıların idarə edilməsi prinsiplərinin tətbiqi.

Tədqiqatın tətbiqi əhəmiyyəti – istehsalatda tullantıların azaldılması, keyfiyyətin yaxşılaşdırılması, keyfiyyətin və ümumi istehsal xərclərinin azaldılması.

Tədqiqatın elmi yeniliyi – bütün tullantı növlərinin müəyyən edilməsi və hesablanması ilə keyfiyyətə nəzarət daha da təkmilləşdirilə, xammal ehtiyatlarına qənaət edilə, keyfiyyət və istehsal xərcləri azaldıla bilər. Nəhayət, düzgün istehsalat planlaşdırma təmin etməkdir.

Современное производство и комплексное управление отходами

П.Х. Мамедов, д.ф.э.н.¹, В.А. Алгулуев¹, И.В. Хуршудов¹, Х.Р. Неджимбейли¹, К.К. Ширалиев¹, В.Х. Керимов²

¹Бакинский инженерный университет,

²Институт математики Министерства науки Азербайджана

Ключевые слова: бережливое производство, Just-In-Time, управление на основе ИИ, 9S.

В Японии компания Toyota разработала революционный производственный процесс, известный как бережливое производство. Этот чрезвычайно успешный метод сокращения производственных отходов, улучшения производственного потока, сокращения времени производства, повышения качества и увеличения объемов производства начинался как способ конкуренции с западными автопроизводителями и вскоре стал революционным производственным подходом во всем мире. Бережливое производство в основном подразумевает устранение отходов, часть которых, таких как опасные газы и отходы, в настоящее время утилизируется в окружающей среде. Большинство производственных компаний утилизируют такие отходы, наносящие вред флоре и фауне. Как систематический способ повышения эффективности, принципы бережливого производства противостоят традиционным методам массового производства. Тем не менее, они позволяют малым и средним предприятиям постоянно повышать качество при одновременном снижении затрат. Они подчеркивают ключевые цели, такие как простота, поток и баланс. Крупные и малые компании могут обойти своих конкурентов, понимая и внедряя эту высокоэффективную систему. Цель этой статьи – определение всех производственных отходов, их влияния на производство и окружающую среду, а затем внедрение методов устранения негативного влияния отходов на себестоимость производства и окружающую среду.

Цель исследования – в современную эпоху определение и расчет всех видов отходов в производстве позволяют предприятиям достигать максимальной эффективности при минимизации отходов и постоянном улучшении качества производимой продукции и услуг без вреда для окружающей среды, здоровья и безопасности человека. Применение методов управления отходами позволяет снизить общие издержки на производство и общие производственные затраты. Практическое применение методов управления отходами показано в данной статье. В статье рассматриваются практические аспекты управления отходами, а также классификация традиционных инструментов утилизации отходов и определение применения искусственного интеллекта (ИИ) для повышения качества и сокращения отходов.

Методология исследования – применение принципов комплексного управления отходами в производстве для устранения отходов, минимизации общих издержек и повышения производительности и качества.

Прикладное значение исследования – сокращение отходов в производстве, улучшение качества и снижение издержек на производство и общие производственные затраты.

Научная инновационность исследования – определение и расчет всех видов отходов позволяют дополнительно улучшить контроль качества, сэкономить сырьевые ресурсы, снизить издержки на производство и качество. В конечном итоге это обеспечит надлежащее планирование производства.

Introduction

In short, lean manufacturing is a continuous improvement philosophy promoting system-wide efficiency. Indeed, this system values balanced productivity that harmonizes across the entire value chain. If a particular line is more productive than the other parts in the value chain, it does not benefit the efficiency of production. Therefore, lean manufacturing principles adjust for overall efficiency rather than settling for individual productivity [1]. Lean management in manufacturing provides a

sustainable competitive advantage by streamlining the production process from raw material to customer. And reduction of total waste and non-value-added activity increases total system efficiency. Whereas the mass production method developed by Henry Ford might increase total output to increase profits, Toyota-inspired lean focuses on smaller batches to smooth production flow in the plant. So the result is a reduction of non-value-added activity and a subsequent increase in value-added activity. Without increasing the number of employees or adding new

equipment, meaningful output is increased as a ratio to busy work. Built on the Japanese model of efficiency, lean manufacturing seeks to continuously reduce muda or waste. And the power of lean manufacturing lies within its ability to find processes and actions to reduce or eliminate the total waste from production process so this increases quality, and enhances customer satisfaction [2].

The Importance of Reducing Cycle Time

There are numerous reasons to reduce cycle time and waste, some of which are less obvious than others. Cycle time refers to the length of time it takes to convert raw materials into finished goods. And the length of this cycle determines the company's ability to convert assets into profits [9]. A company able to reduce cycle times more than their competitors will be able to respond more quickly to market demands and thus gain a larger market share. Some of the many benefits of reducing cycle times include:

- innovation opportunities
- better distribution positioning
- increased productivity
- higher customer satisfaction
- advantaged profitability potential

The Lean production and Total Wastes

Lean production does not focus exclusively on total waste reduction, but total waste is minimized or eliminated more as an inevitable byproduct of better production flow. It may seem obvious that total waste hurts productivity and profitability, increase production cost and additionally has the negative impact to environment. The one part of generated waste are disposed to Environment which then cause the killing of flora and fauna. But the importance of reducing total waste is often underappreciated. There are numerous areas of waste that go overlooked. Lean manufacturing typically focuses on below waste types: The below all waste types generate Management of Total Waste [3].

1. **Received Raw material Defects:** A defective part caused by poor quality inputs, user error, or other problems is costly and easily avoided.

2. **Received defects supplementary materials (Grease, Oil, chemical and other used ones):** the received defective supplementary materials cause the cost.

3. **The poor storage of supplementary materials such chemicals or oils cause the cost.**

4. **Adjustment Defects:** This type of waste are generated by while changing of different size of product with each others. Example the 500 mm

diameter piping production are finished and then another piping with size of 720 mm are fixed to the production line. So the 500 mm piping mold removed and 720 mm piping mold are fixed. While start up for 720 mm piping production the adjustment piping defect are occurred as a adjustment waste. The zero defect are not possible but the elimination it to zero are possible.

5. **Overproduction:** Overproducing irrespective of demand or capacity is wasteful and not considerate of the customer.

6. **Waiting:** Bottlenecks occur due to oversupply or undersupply and should be handled by better supply chain management and personnel management.

7. **Not Utilizing Talent:** Waste occurs when the skills of the workforce are underutilized or misappropriated. Human talent is a highly valuable and often overlooked commodity.

8. **Transportation:** Movement to and from docks and warehouses is an area for potential waste reduced by better layout and better aligned process flow.

9. **Inventory Excess:** Numerous factors can lead to excessive inventory, which, in a mass production paradigm, might appear as productivity, yet does not benefit the overall process.

10. **Motion waste:** Even the repetitive motions of employees on the assembly line can diminish productivity and contribute to waste.

11. **Excess Processing:** Avoid redundancy and unnecessary steps.

12. **Poor packaging of product causing defects.**

13. **Poor transportation of produced product to customer** (Sometimes the damaged products were disposed to Environment which may cause negative impact to Environment).

14. **Poor storage of final product in company storage causing defects.**

15. **Poor storage of final product in customer storage causing defects** (Considering the lack of raw materials the poor storage of product may cause additional production which may lead to much more use of raw materials.

16. **Defects raised by equipment failure.**

17. **Defects raised by in proper replacement of any parts in equipment.**

18. **Hazardous liquid and gases as a waste raised from equipment operation.**

This type of waste must be considered as a waste not to be disposed to environment and to be minimised and to be treated. The total cost of waste include this waste. The increased waste may cause environmental pollution If no any treatment by

company. Currently most of companies in the world dispose these type waste to the environment. The cost of penalty for disposal of waste to the environment are linked directly to the cost of product produced from the equipment [4]. The all production wastes must be defined prior to start up production. Each product and services has their owned defects prior production and services. For example metal piping and boxes production has possible defects: Surface Defects (poor welding), Dimensional Defects, cracks and others). Also the while production the cooling oil (for cooling of product and prevention of corrosion) mixed with coal (for welding) are produced as a waste and must be treated for separation of oil and coal. But this waste waste are disposed to Environment by companies and cause negative affect on flora and fauna.

Total Waste calculation = RMW + RW + SW + PPW + AW + FPW + PTW + HW.

Total Waste = (RMW + AMW + PPWW + AWW + SPW + FPWW + PTWW + HWW).

Raw material waste – RMW, Auxiliary material waste – AMW.

In process product waste – PPWW, Adjustment waste – AWW.

Equipment spare parts waste – SPW, Final product waste – FPWW.

Waste generated while packaging or while tightening – PTWW.

Hazardous waste and gases produced from production – HWW. This waste are called the *hidden waste* and must be calculated as a waste cost and to be considered in total waste cost. The production cost must include the total waste cost covering *hidden cost*.

Example: Company produce metal piping. The total waste cost were calculated

Raw material waste – RMW = 300\$, Auxiliary material waste – AMW = 700\$.

In process product waste – PPWW = 200\$, Adjustment waste – AWW = 80\$.

Equipment spare parts waste – SPW = 150\$, Final product waste – FPWW = 250\$.

Waste generated while packaging or while tightening – PTWW = 230\$.

The total waste cost were = **1910 \$.**

But after consideration of the HWW the Total waste cost were 2710 \$.

Hazardous waste and gases produced from production – HWW = 800 \$ (The utilization cost). The HWW waste include: disposed oily water while production process (oily water used for cooling and preventing of produced pipe against

corrosion) and used coal and welding rod.

The Powerful Benefits of Lean Manufacturing for reducing total waste.

While many assume lean manufacturing only benefits large, repetitive, mass-production operations, the fact is small-medium sized manufacturers can also benefit. Lean manufacturing principles can impact the average producer in a powerful way that extends beyond just financial gains [5]. Here are some of the many powerful benefits of adopting lean manufacturing for management of total waste and reducing it:

- lean identifies value as defined by customer demand, thus leading to more satisfied customers. This lead also to minimise the product and service waste from customers.

- lean removes wastes like inventory, transportation, and others.

- lean shortens cycle time and increases production leading waste reduce in process.

- lean brings about greater employee morale and buy-in. Greater morale cause waste reduce generated by employee mistake.

- lean causes raw materials waste reduce in inventory management. The Lean lead to effective inventory management.

- lean reduces the amount of space needed for production.

- lean increases cash on hand.

- lean focuses on pull – or demand-based flow manufacturing – rather than push.

- lean reduces equipment failure to prevent product waste.

Lean Manufacturing Principles which lead to minimising of total waste [6].

Lean manufacturing is more than just a way to make products. Essentially, it is a school of thought. And while there are many lean manufacturing principles that make up this school of thought, much of the power for this system is contained in just five primary concepts. These five leading principles or values were most famously articulated in the 1990 book, “The Machine That Changed the World,” by James Womack, Daniel T. Jones, and Daniel Roos. And understanding these five lean manufacturing principles will enable you to transform your business into a lean production machine [7]:

- 1. Specify value as perceived by the customer:** Value must be perceived through the customer’s eyes – not merely based on the product you can provide, but the end solution they actually want.

2. **Identify the value stream:** Rather than thinking in terms of departments, companies using lean principles will visualize the value stream as an interconnected flow of processes that provide value; this does not include any processes or steps that do not directly contribute to the value.

3. **Make the value flow through the value stream:** The focus must be on value-adding steps; if non-value-adding steps are necessary, perform them simultaneous to the value-adding steps, but never put them before.

4. **Pull the value from the value stream:** Avoid inventory management waste by shifting to a single-piece flow that produces products on demand as needed.

5. **Strive for perfection:** The goal is not to improve beyond your competitors but continuous improvement and perfection in every way – from order processing to logistics to customer service.

4. Lean Manufacturing Tools leading to waste management and waste reduce.

Lean production is all about getting the most out of every resource and finding better and better ways to do things. In this pursuit, numerous lean manufacturing tools have been developed and refined. And here are some of the most powerful tools to use in your lean manufacturing operations [8]. The 8S in quality management refers to a system that enhances workplace organization and efficiency, focusing on seven key elements: Sort, Set in order, Shine, Standardize, Sustain, Safety, and Spirit. This approach aims to improve quality and reduce waste by promoting a clean and organized work environment [9]. 9S is a system emphasizing cleanliness and organization in the workplace by following seven essential standards:

1. **Sort:** keep workplace free of all unnecessary items.

2. **Set:** all things should be in order for each unique workplace to ensure maximum ease and efficiency.

3. **Shine:** everyone should be a janitor; everyone is responsible for keeping their workspace clean and tidy.

4. **Standardize:** all roles and tasks should be standardized in lists and schedules to promote good habits.

5. **Sustain:** ensure everyone is committed to the long-term goal.

6. **Safety:** The safety is a tool for effective safety management, including the prevention of hazards, fatal accidents, injuries, and deaths. A safe

working environment is established by integrating 9S with the occupational health and safety assessment series (OHSAS) [10].

7. **Spirit:** The impact of organisational culture and the crucial element of respect for employees, choosing to include “spirit or morale or rising desire on each employee” as the seventh step of the methodology highlights support for the people factor in the workplace

8S: (Saving): Saving total production and quality cost. This stage is one of the critical stage for elimination waste, management of quality control, management of inventory and another activities.

9S Satisfaction: Customer and employee satisfaction. This stage is the critical stage for achieving target in local and external markets.

Just-In-Time (JIT) Just-In-Time or Just-In-Sequence (JIS) is a form of lean manufacturing and a logistics method for inventory control. JIT is a system of manufacturing what the customer wants, in the quantity the customer wants, when the customer wants it. This allows the reduction or elimination of buffers or inventory, and means the use of delivered components within minutes of their delivery [11].

Value Stream Mapping This tool involves creation of a flow diagram depicting each and every step in the value process. Such a map allows for evaluation of all steps to identify waste and inefficiency and to reduce manufacturing time [10].

5. Application of Artificial Intelligence for elimination of waste

AI-driven tools are transforming how industries manage production waste. By leveraging advanced technologies, these tools enhance efficiency and minimize waste throughout the production process. AI-driven tools carry out the:

1. **Real-Time Monitoring for Waste Tracking:** AI systems monitor waste generation and recycling rates in real time, allowing for immediate adjustments and

2. **Pattern Recognition:** Tools can identify waste categories and detect abnormal patterns linked to specific trades.

3. **Quality Control Enhancements; Automated Checks:** AI-enabled cameras and sensors can flag defects early, reducing material loss associated with rework.

4. **Predictive Maintenance; Equipment Monitoring:** Sensors collect data on machinery performance, allowing AI to predict failures before they occur, thus minimizing downtime.

AI-driven tools are essential for industries aim-

ing to reduce production waste, enhance operational efficiency, and improve overall quality. By integrating these technologies, organizations can achieve significant waste reduction and cost savings [12]. The last best AI-driven machine tools for eliminating production waste include Fabrico, Leading2Lean (L2L), Tulip, Redzone, and Trello. These tools help streamline processes and enhance operational efficiency.

Conclusion

With ever increasingly evolving business environment, intensified awareness and concerns of Health, Safety and work environmental issues, additionally the lack of raw materials and spare

parts, geopolitical and economical issues has prompted organizations to use various efficiency improvement tools for elimination of waste. It is clear that one of the lean methodology tools does have significant positive impacts on organizations performance when effectively implemented. The new 9S Methodology can have positive outcome the organization performance. It is noticeable that the goal of 9S function is broad and diverse. But nowadays, application of AI-driven tools for elimination of waste started to play great importance for management of material resources. Considering that we have scarcity of raw materials, we has to eliminate the waste in order to save cost, protect environment and increase the efficiency.

References

1. Kobu B. Production maangement, 1994, pp. 6-15.
2. Kerimov V. Lean Manufacturing. 2025, № 11, pp. 10-22.
3. Kerimov V. Quality Management and Control Learning material. 2025.
4. Iram Chavez. The Power of Lean Manufacturing // Journal of manufacturing tomorrow, 2019, № 12, pp. 3-6.
5. Kumar N., Shahzeb Hasan S., Srivastava K., Akhtar R., Kumar Yadav R., Kumar Choubey V. Lean manufacturing techniques and its implementation, journal of materialstoday proceeding, 2022, vol. 64, pp. 2-5.
6. Jona Tarlengco. 6S Lean // Journal of Safety Culture, 2026, № 4, pp. 2-8.
7. Nawras Skhmot. The 8Wastes of Lean // Journal Leab Way, 2017, № 8, pp. 2-4.
8. Tanishk Biswas, Baral R.N. A Review on Production Planning and Control//International Journal of Multidisciplinary Innovative Research, 2021, № 7, vol. 1, pp. 6-22.
9. Mitra A. Fundamentals of Quality Control and Improvement, 1998, pp. 6-22.
10. Dutta S.S. Lean Manufacturing and Process Optimization: Enhancing Efficiency in Modern Production // International Journal of Scientific Research in Computer Science Engineering and Information Technology, 2024, № 10, pp. 4-8.
11. Sivanesh A.R. Lean Manufacturing, 2014, pp. 4-22.
12. Belyaman I. Artificial intelligence in waste management systems: Applications, challenges, and prospects // Journal of Waste Management Bulletin, 2025, № 12, vol. 3, Issue 4, pp. 2-5.

Dəniz qaz-kondensat yataqlarında quyu məhsulunun nəqlə hazırlanmasında alternativ enerji mənbələrindən istifadə perspektivləri

E.X. İskəndərov, M.E. Hərbizadə

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

e-mail: elman.iskandarov@asoiu.edu.az

Açar sözlər: qaz-kondensat yatağı, nəqlə hazırlıq, ekologiya, alternativ enerji, dəniz platforması, enerji effektivliyi, bərpa olunan enerji, hibrid sistemlər.

Dəniz qaz-kondensat yataqlarının işlənməsində ciddi problemlərdən biri axınların çoxfazlı və çoxkomponentli təbiəti ilə bağlıdır. Bununla əlaqədar olaraq, quyu məhsullarının mədəndaxili yığılı və nəqli sistemlərində yüksək enerji istehlakı baş verir. Toplanmış istismar təcrübəsi göstərir ki, qazın quruma dərəcəsi təkcə boru kəməri marşrutu boyunca dənizdibinin temperaturu ilə deyil, həm də boru kəmərinin uzunluğu, diametri, girişindəki təzyiq, axın sürəti və marşrut boyunca hidravlik itkilərlə müəyyən edilir.

Dəniz şəraitində qaz-kondensat yataqlarının işlənməsində mövcud olan belə problemlər quyu hasilatı və nəqli sistemlərində yüksək enerji istehlakına səbəb olur. Bu, həm də dəniz boru kəməri sistemləri daxilində şaquli aşağı və yuxarı axın hissələrinin mövcudluğu ilə əlaqədardır. Belə axınlarda maye fazanın borunun üfüqi hissələrində toplanması nəticəsində kəmərin canlı kəsinin daralması hesabına təzyiq döyüntülərinin yaranması enerji sərfəsinin daha da artmasına səbəb olur. Xüsusilə, multifazlı quyu məhsulunun (qaz-kondensat qarışığı) bir boru kəməri ilə yığılması və nəql edilməsi hidravlik müqavimətin artmasına, nəticədə axınların idarə olunmasında böyük çətinliklər yaranır.

Dəniz platformalarının sahildən olan məsafəsindən asılı olaraq, qaz və qaz-kondensat yataqlarının ümumi işlənmə xərcləri, eləcə də enerji sərfi əhəmiyyətli dərəcədə arta bilər. Ona görə də, dəniz qaz-kondensat yataqlarının işlənməsində iqtisadi mülahizələr dəniz boru kəmərlərinin layihələndirilməsində bəzi müddəaların əhəmiyyətli dərəcədə yenidən nəzərdən keçirilməsini tələb edir.

Məqalədə dəniz qaz-kondensat yataqlarında hasil olunan quyu məhsulunun nəqlə hazırlanması prosesində alternativ enerji mənbələrinin tətbiqi perspektivləri geniş şəkildə tədqiq edilmişdir. Ənənəvi enerji mənbələrinin məhdudluğu, onların iqtisadi və ekoloji problemləri nəzərə alınaraq, günəş, külək və dalğa enerjisinin texnoloji proseslərə integrasiyası imkanları araşdırılmışdır. Qazın qurudulması, separasiya və sıxılma proseslərinin enerji tələbatı təhlil olunmuş, alternativ enerji sistemlərinin tətbiqinin iqtisadi və ekoloji üstünlükləri əsaslandırılmışdır. Hibrid enerji sistemlərinin yaradılması və enerji effektivliyinin artırılması istiqamətində praktiki təkliflər verilmişdir.

Перспективы использования альтернативных источников энергии при подготовке к транспортировке продукта из скважин на морских газоконденсатных месторождениях

Э.Х. Искендеров, М.Э. Харбизаде

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, подготовка к транспортировке, экология, альтернативная энергия, морская платформа, энергоэффективность, возобновляемая энергия, гибридные системы.

Одной из серьезных проблем при разработке морских газоконденсатных месторождений является многофазный и многокомпонентный характер потоков. В связи с этим в системах внутрипромыслового сбора и транспортировки скважинных продуктов наблюдается высокое энергопотребление. Накопленный опыт эксплуатации показывает, что глубина осушки газа определяется не только температурой морского дна вдоль трассы трубопровода, но и длиной трубопровода, его диаметром, давлением на входе, расходом и гидравлическими потерями вдоль трассы. Такие проблемы при разработке морских газоконденсатных месторождений приводят к высокому энергопотреблению в системах добычи и транспортировки скважин. Это также обусловлено наличием вертикальных участков - нисходящих и восходящих потоков внутри морских трубопроводных систем. В таких потоках образование пульсаций давления из-за сужения рабочего поперечного сечения трубопровода в результате накопления жидкой фазы в горизонтальных участках трубы приводит к дальнейшему увеличению энергопотребления. В частности, сбор и транспортировка многофазных скважинных продуктов (газоконденсатной смеси) по трубопроводу приводит к увеличению гидравлического сопротивления, в результате чего возникают большие трудности в управлении потоками.

В зависимости от расстояния морских платформ от побережья, общие затраты на разработку газовых и газоконденсатных месторождений, а также энергопотребление могут значительно возрасти. Поэтому экономические соображения при разработке морских газоконденсатных месторождений требуют существенного пересмотра не-

которых положений в проектировании морских трубопроводов.

В статье подробно рассматриваются перспективы применения альтернативных источников энергии в процессе подготовки к транспортировке добываемой на морских газоконденсатных месторождениях продукции. С учетом ограничений традиционных источников энергии, их экономических и экологических проблем, исследуются возможности интеграции солнечной, ветровой и волновой энергии в технологические процессы. Анализируются энергетические потребности процессов осушения, сепарации и сжатия газа, обосновываются экономические и экологические преимущества применения альтернативных энергетических систем. Даются практические предложения по созданию гибридных энергетических систем и повышению энергоэффективности.

Prospects of using alternative energy sources in preparation for transportation of well product in offshore gas-condensate fields

E.Kh. Iskandarov, M.E. Harbizade
Azerbaijan State Oil and Industry University

Keywords: gas-condensate field, transportation preparation, ecology, alternative energy, offshore platform, energy efficiency, renewable energy, hybrid systems.

One of the serious problems in the development of offshore gas-condensate fields is associated with the multiphase and multicomponent nature of the flows. In this regard, high energy consumption occurs in the systems of intra-field collection and transportation of well products. The collected operating experience shows that the depth of gas penetration is determined not only by the temperature of the seabed along the pipeline route, but also by the length of the pipeline, its diameter, pressure at the inlet, flow rate and hydraulic losses along the route. Such problems in the development of offshore gas-condensate fields lead to high energy consumption in well production and transportation systems. This is also due to the presence of vertical downstream and upstream sections within offshore pipeline systems. In such flows, the formation of pressure pulsations due to the narrowing of the live cross-section of the pipeline as a result of the accumulation of the liquid phase in the horizontal sections of the pipe leads to a further increase in energy consumption. In particular, the accumulation and transportation of multiphase well products (gas-condensate mixture) through a pipeline leads to an increase in hydraulic resistance, as a result of which great difficulties arise in controlling flows.

Depending on the distance of offshore platforms from the coast, the total development costs of gas and gas condensate fields, as well as energy consumption, can increase significantly. Therefore, economic considerations in the development of offshore gas-condensate fields require a significant revision of some provisions in the design of offshore pipelines.

The article extensively studies the prospects for the application of alternative energy sources in the process of preparing well products produced in offshore gas-condensate fields for transportation. Taking into account the limitations of traditional energy sources, their economic and environmental problems, the possibilities of integrating solar, wind and wave energy into technological processes are investigated. The energy requirements of gas drying, separation and compression processes are analyzed, and the economic and environmental advantages of the application of alternative energy systems are substantiated. Practical proposals are given for the creation of hybrid energy systems and increasing energy efficiency.

Dəniz qaz-kondensat yataqlarının işlənməsi müasir neft-qaz sənayesinin strateji istiqamətlərindən biridir. Bu yataqlardan hasil olunan quyu məhsulu çoxfazlı sistem olub, qaz, kondensat və su qarışığından ibarətdir. Onun magistral qaz kəmərlərinə nəqli üçün əvvəlcədən xüsusi texnoloji proseslərdən keçirilməsi tələb olunur.

Bu proseslərə aşağıdakılar daxildir: qazın mexaniki qarışıqlardan təmizlənməsi, kondensatın ayrılması, qazın qurudulması, sıxılması və stabilizə edilməsi.

Bu əməliyyatlar yüksək enerji sərfi tələb edir və əsasən qaz-turbin qurğuları və dizel generatorları vasitəsilə təmin olunur. Lakin yanacaq xərclərinin artması, karbon emissiyalarının yüksəlməsi, ekoloji tələblərin sərtləşməsi, alternativ enerji mənbələrinin tətbiqini aktuallaşdırır.

Qaz-kondensat məhsulunun nəqlə hazırlanmasının texnoloji xüsusiyyətləri aşağıda izah olunan aspektləri əhatə edir [1, 2]. Qaz-kondensat yataqlarında hasil olunan məhsulun nəqlə hazırlanması mürəkkəb çoxmərhələli prosesdir. Bu prosesdə

əsas məqsəd qazın keyfiyyət göstəricilərini standartlara uyğunlaşdırmaqdır [3].

Separasiya prosesi. Quyu məhsulu ilkin separatorlarda fazalara ayrılır: qaz fazası; maye kondensat; lay suyu. Bu mərhələdə təzyiq və temperatur rejimləri mühüm rol oynayır.

Qazın qurudulması. Qazın nəqli zamanı hidratların əmələ gəlməsinin qarşısını almaq üçün onun tərkibindəki su buxarı çıxarılmalıdır. Bunun üçün qlikol qurudulması və adsorbsiya üsulları istifadə olunur.

Kompressiya prosesi. Qazın magistral kəmərlərə ötürülməsi üçün onun təzyiqi artırılır. Bu proses ən çox enerji tələb edən mərhələlərdən biridir [4, 5].

Enerji sərfiyyatının təhlili. Nəqlə hazırlıq proseslərində enerji sərfiyyatının strukturu aşağıdakı kimidir: kompressorlar 50–60 %; nasoslar 10–15 %; istilik sistemləri 15–20 %; köməkçi sistemlər 10 %.

Bu struktur göstərir ki, enerji optimallaşdırılması əsasən kompressor və istilik proseslərində

aparılmalıdır. Ənənəvi enerji mənbələrinin məhdudluğu şəraitində onlardan istifadə edilməsinin iqtisadi cəhətdən əlverişli olmaması və ətraf mühitin ekoloji durumuna mənfi təsirləri nəzərə alınaraq, günəş, külək və dalğa enerjisinin texnoloji proseslərə integrasiyası imkanları araşdırılmışdır. Alternativ enerji mənbələri xüsusiyyətləri aşağıdakı kimi izah olunur.

Günəş enerjisi. Dəniz platformalarında günəş enerjisindən istifadə avtomatika sistemləri; ölçü cihazları; aşağı güclü nasoslar üçün effektivdir. **Üstünlükləri:** ekoloji təmizdir və istismar xərcləri azdır. **Çatışmazlıqları:** hava şəraitindən asılıdır.

Külək enerjisi. Dəniz ərazilərində külək enerjisi yüksək potensiala malikdir. **Üstünlükləri:** yüksək enerji istehsalı və fasiləsiz iş rejimi. **Tətbiq sahələri:** kompressor stansiyaları və enerji təminatı sistemləri.

Dalğa enerjisi. Dalğa enerjisi sabit və proqnozlaşdırıla bilən enerji mənbəyidir. **Üstünlükləri:** fasiləsiz enerji mənbəyi və yüksək səmərəlilik.

Alternativ enerji sistemlərinin integrasiyası. Alternativ enerji mənbələrinin tətbiqi aşağıdakı istiqamətlərdə həyata keçirilə bilər.

Hibrid enerji sistemləri. Ən optimal yanaşma aşağıdakı kombinasiyalardır: qaz-turbin + külək; günəş + akkumulyator; dalğa + generator.

Enerji saxlama texnologiyaları. Bu qismdə batareyalar, hidrogen texnologiyaları, mexaniki enerji akkumulyatorları istifadə olunur.

Riyazi modelləşdirmə və optimallaşdırma. Enerji sistemlərinin optimallaşdırılması üçün aşağıdakı modellər istifadə olunur: enerji balansı tənlikləri; çoxmeyarlı optimallaşdırma üsulları; kompüter simulyasiyası [6]. Bu modellər vasitəsilə enerji itkisi minimuma endirilir və sistemin etibarlılığı artırılır.

İqtisadi səmərəlilik. Alternativ enerji sistemlərinin tətbiqinin iqtisadi nəticələri: yanacaq sərfiyyatının 20–40 % azalması; istismar xərclərinin azalması; investisiyanın geri dönüş müddəti: 5–8 il.

Ekoloji təsirin qiymətləndirilməsi. Alternativ enerji mənbələrinin tətbiqi nəticəsində: CO₂ emissiyaları azalır; ətraf mühitə təsir minimuma enir; ekoloji standartlara uyğunluq təmin olunur.

Praktiki tətbiq perspektivləri. Xəzər dənizi şəraitində: külək enerjisi yüksək potensiala malikdir; günəş enerjisi əlavə mənbə kimi istifadə oluna bilər; hibrid sistemlər daha effektivdir.

Azərbaycan Respublikası Dövlət Statistika Komitəsinin 2025-ci il statistik məcmuəsinə görə, 2024-cü ildə Azərbaycanda ümumi elektrik ener-

jisi istehsalı 28412.6 mln. kVt/saat (2023-cü ilə nisbətən 893.3 mln. kVt/saat, yaxud 3 % azalma), o cümlədən su elektrik stansiyalarında – 3008.3 mln. kVt/saat (1244.9 mln. kVt/saat, yaxud 70.6 % artım, payı 10.6 %), külək elektrik stansiyalarında – 50.9 mln kVt/saat (4.5 mln. kVt/saat, yaxud 8.1 % azalma, payı 0.2 %), günəş fotoelektrik stansiyalarında – 556.4 mln. kVt/saat (475.7 mln. kVt/saat, yaxud 5.9 dəfə artım, payı 2 %), tullantıların yandırılması hesabına – 223 232.5 mln. kVt/saat (9.5 mln. kVt/saat, yaxud 4.3 % artım, payı 0.8 %) olmuşdur.

Statistik məlumatların təhlilindən belə nəticə çıxarmaq olar ki, alternativ bərpa olunan enerji (BOE) sistemlərinin istifadəsi günəş enerjisi və külək turbinləri ilə məhdudlaşır. Dəniz yataqlarında tətbiq baxımından daha çox maraq doğura bilən səth və dib axınlarından enerjinin alınması, dalğa turbinlərinin konstruksiyalarının yaradılması məsələləri öz həllini tapmamışdır.

Zəngin potensialına baxmayaraq, rəsmi məlumatlar BOE istehsalının hələ ilkin inkişaf mərhələsində olduğunu göstərir [7]. Bununla yanaşı, Xəzər dənizində mövcud olan dalğa və axınlar kimi böyük enerji potensialına malik mənbələrdən hazırda istifadə edilmir. Dənizdə yerləşən neft və qaz yataqlarında BOE texnologiyalarının tətbiqi məsələsi xüsusi maraq doğurur. Tədqiqatlara başlamazdan öncə, dəniz neft və qaz yataqlarının yerləşdiyi sahələrdə, eləcə də hidrotexniki qurğularda müxtəlif BOE mənbələrindən istifadə imkanlarının və onların tətbiqinin mümkünlüyünün əsaslı şəkildə araşdırılması vacibdir.

Dəniz mühitində günəş enerjisinin tətbiqi ilk növbədə qurğuların yerləşdirilməsi üçün geniş sahəyə ehtiyacın olması ilə məhdudlaşır. Nəzəri olaraq, dəniz neft və qaz yataqlarında günəş panelələrinin mövcud hidrotexniki infrastruktur üzərində o cümlədən stasionar hasilat platformalarında və estakadalarda yerləşdirilməsi mümkündür. Bununla belə, praktikada bir sıra çətinliklər meydana çıxır. Məsələn, stasionar platformaların yuxarı hissəsi artıq texnoloji avadanlıqlarla sıx yükləndiyindən əlavə günəş qurğuları üçün boş sahə tapmaq çətin olur. Aşağı səviyyələr isə günəş şüalarının birbaşa düşməməsi səbəbindən bu məqsəd üçün yararsız hesab edilir.

Dəniz yataqlarında xüsusilə Neft Daşları, Səngəçal və Pirallahı kimi ərazilərdə geniş estakada sistemləri mövcud olsa da onların çoxu uzun illər əvvəl inşa edildiyindən hazırkı texniki vəziyyəti tam qənaətbəxş deyil. Bu səbəbdən estakadanın hər hansı bir hissəsində yaranacaq nasazlıq bütün

Cədvəl 1

Yataq	Səth axının sürəti, orta, sm/s	Səth axının sürəti, sm/s, külək sürətindən (m/s) asılı olaraq			Dib axın sürəti, sm/s
		5	15	15	
Qərbi Abşeron və Abşeron küpəsi	15-20	10-16	20-30	40-50	10-15
Gürgan-dəniz	8-12	3-5	8-13	18-23	3-8
Palçıq Pilpilesi	20-25	10-15	20-28	30-40	-
Neft Daşları	25-30	10-15	17-23	35-40	10-15
Günəşli	20-25	10-20	20-25	30-40	10-15
Zığ-Hövsan sahil su zolağı	10-15	8-14	15-20	30-35	5-8
8 Mart	20-25	8-13	15-20	25-30	8-13
Bahar	22-27	10-15	15-20	30-35	4-9
Səngəçal-Duvannı-Xara-Zirə					
sahil zonası	7-12	4-7	12-17	25-30	3-7
açıq dəniz	15-20				10-15
Bulla-dəniz	6-10	3-6	10-15	20-30	4-7
Ələt-dəniz	13-18	8-13	13-18	25-30	5-10

günəş enerji sisteminin fəaliyyətinə mənfi təsir göstərə bilər. Sahilyanı zonalarda günəş enerjisi sistemlərinin quraşdırılması isə prinsipcə mümkün görünsə də, burada gəmiçilik marşrutları, təhlükəsizlik tələbləri və yataqların istismar prosesləri ilə uyğunluq məsələləri diqqətlə qiymətləndirilməlidir.

Külək enerjisi sistemlərinə gəldikdə isə, onların qeyri-stabil enerji istehsalı, enerji yığılmasına ehtiyac, səs-küy və geniş sahə tələbi kimi xüsusiyyətləri onların dəniz neft və qaz platformalarında və ya onların yaxınlığında tətbiqini mürəkkəbləşdirir. Bu səbəbdən həm günəş, həm də külək enerjisinin dəniz yataqlarının sahilyanı bölgələrində istifadəsi geniş və kompleks elmi araşdırmalar tələb edən bir sahə olaraq qalır.

Xəzər dənizi ən fırtınalı dənizlərdən biridir. Dəniz üzərində tez-tez əsən küləklər dənizdə külək dalğaları yaradır və külək dayandıqdan sonra tez yox olur. Xəzərdə əmələ gələn külək dalğaları əhəmiyyətli gücə malikdir və əksər hallarda suyun yuxarı qatının əmələ gəlməsi şərtlərini və axınların dərinliyini müəyyən edir. Biz Xəzər dənizinin Azərbaycan sektorundakı neft-qaz yataqları ərazilərində külək və axınların öyrənilməsinə həsr olunmuş müxtəlif tədqiqatların nəticələrini sistemləşdirmişik.

Müxtəlif yataqların ərazilərində yaranan axınlar barədə məlumat cədvəl 1-də əks olunmuşdur.

Axın enerjisini çevirən turbinlərin effektivliyi cərəyanın sürəti ilə əlaqədardır. Məsələn, Gulf Stream və Kuroshio kimi güclü cərəyanlar 2 m/s sürətlə hərəkət edirlər. Cədvəl 1-in təhlilindən görünür ki, Xəzərin Azərbaycana aid hissəsində işlənİLƏN

neft-qaz yataqlarının yerləşdiyi ərazilərində küləyin təsirindən yaranan səth axınların orta sürəti 20–30 sm/s, zəif küləklərdə 10–20 sm/s, orta küləklərdə 15–30 sm/s, qasırğa küləklərdə 40–50 sm/s təşkil edir, yəni tələb olunan sürətdən 2–3 dəfə azdır. Dənizin dibində axın sürəti daha aşağıdır.

Müstəsna hal olaraq, Neft Daşları və Çilov adalarıarası akvatoriyada səth axınlarının sürəti 70–90 sm/s-yə çatır.

Beləliklə, məlum olan müasir turbinlərlə baxılan regionda axınlardan enerjinin götürülməsi mümkün hesab edilmir. Lakin gələcəkdə aşağı sürətlə işləyə biləcək turbinlər yaradılacağı təqdirdə axın enerjisinin çevrilməsi məsələsi yenidən aktuallaşa bilər. Bu məsələnin həllinə ölkəmizin

Cədvəl 2

Yataq	Dalğanın hündürlüyü, m	
	Mülayim küləkdə	Tufan şəraitində
Qərbi Abşeron və Abşeron küpəsi	1.5-2.5	3-5
Gürgan-dəniz	0.5-1	1-1.5
Palçıq Pilpilesi	1.5-2	5-11
Neft Daşları	1.5-2	5-11
Günəşli	1.5-2	5-11
Zığ-Hövsan sahil su zolağı	1-1.5	2-2.5
8 Mart	1-1.5	2-2.5
Bahar	0.5-1	2.5-3
Səngəçal-Duvannı-Xara-Zirə	1.0-1.5	2-2.5
Bulla-dəniz	1-1.5	2-2.5
Ələt-dəniz	0.8-1	2-3

alim və mütəxəssisləri də öz töhfəsini verə bilər.

Enerji çevirməsi baxımından maraq kəsb edən küləyin yaratdığı digər fenomen dalğadır. Müxtəlif dəniz neft-qaz yataqlarının ərazilərində formalaşan dalğalar barədə sistemləşdirilmiş məlumat cədvəl 2-də əks olunmuşdur.

Xəzər dənizi təlatümlü dənizlər sırasındadır. Güclü dalğalanma, xüsusilə payız və qış aylarında əsən güclü şimal və cənub istiqamətli küləklər zamanı yaranır. Tədqiq olunan rayonlardan qışda üstünlük təşkil edən şimal və şimal-şərq küləkləri cənuba doğru yönəlmiş dalğalar, yayda isə cənub və cənub-şərq küləkləri şimal istiqamətli dalğalar yaradır. Dalğaların hündürlüyü küləyin sürəti, davamiyyəti, qaçış məsafəsi və dənizin dərinliyi ilə yüksəlir.

Cədvəl 2-nin təhlilindən görünür ki, Xəzərin Azərbaycana aid hissəsində işlənən neft-qaz yataqlarının yerləşdiyi ərazilərində mülayim küləklərdə dalğanın hündürlüyü 0.5–2.5 m, tufan şəraitində 1–11 m arasında dəyişir. Müstəsna hal olaraq, Neft Daşları, Palçıq Pilpəsi və Günəşli yataqları akvatoriyasında tufanlı şəraitdə dalğanın hündürlüyü 5–11 m-ə çatır.

Dalğa enerjisinin çevrilməsi üçün dalğa axınının birbaşa turbin pərlərinə təsirinə əsaslanan qurğular daha səmərəli ola bilər, çünki aralıq elementlər olmadığında enerji itkilərinin azalması hesabına faydalı iş əmsalı arta bilər.

Dalğa elektrik stansiyaları üçün çox perspektivli enerji daşıyıcısı, bərpa olunan mənbələr sırasında ən yüksək xüsusi gücü formalaşdırmağa qadir olan dəniz dalğalarıdır. Dalğa enerjisi küləyin və son nəticədə günəş enerjisinin cəmlənmiş enerjisidir. Planetin bütün okeanlarının dalğalanmasından alınan güc günəşdən alınan gücdən çox ola bilməz. Lakin dalğalarla işləyən elektrik generatorlarının xüsusi gücü digər alternativ enerji mənbələrindən xeyli yüksək ola bilər.

Oxşar təbiətinə baxmayaraq, dalğa enerjisi adətən qabarma-çəkilmə və okean axınlarının enerjisindən fərqlənir.

Beləliklə, dalğaların amplitudundan və tezliyindən asılı olaraq, 7–10 s müddətində və dalğa cəbhəsinin 1 m-ə nisbətən hündürlüyü 2 m olan bir dalğanın enerji axınının gücünün orta dəyəri 40–50 kVt-dır. Yerin hər iki yarımkürəsinin orta enliklərində ayrı-ayrı su ərazilərində dalğa aktivliyi 70–100 kVt/m-lik xüsusi axınlarla xarakterizə olunur [8]. Dalğa elektrik stansiyalarının tərtibatçılarının qarşılaşmalı olduqları əsas çətinliklər dalğaların yayılmasının amplitudları, fazaları və istiqamətlərində dəyişkənlik şəraitində səmərəli

işləmək üçün uyğun dalğa enerjisi çeviricilərinin yaradılması zərurəti ilə əlaqədardır. Bununla belə, qurğular mükəmməl konstruktiv və istismar xüsusiyyətlərinə malik olmalı, etibarlı və iqtisadi cəhətdən məqbul olmalıdır.

Yerləşdiyi yerə görə dalğa enerjisi çeviriciləri (DEÇ) sistemləri sahil, sahilə yaxın və açıq dəniz kimi üç yerə bölünür. Dəniz və okean dalğalarının nəhəng enerjisindən istifadə ideyası dünya qədər qədimdir, lakin proqnozlaşdırılması mümkün olmadığından və dalğa intensivliyinin geniş diapazonu səbəbindən həyata keçirilməsi olduqca mürəkkəb məsələdir. Dalğalanma qeyri-müntəzəmdir. Kiçik dəniz dalğası 10 kVt/m, fırtına isə 10 MVt/m gücə malikdir [9]. Buna görə də, amplitud və tezliyin geniş diapazonunda səmərəli enerji çıxarılması üçün qurğunu yaratmaq müəyyən dərəcədə çətinidir.

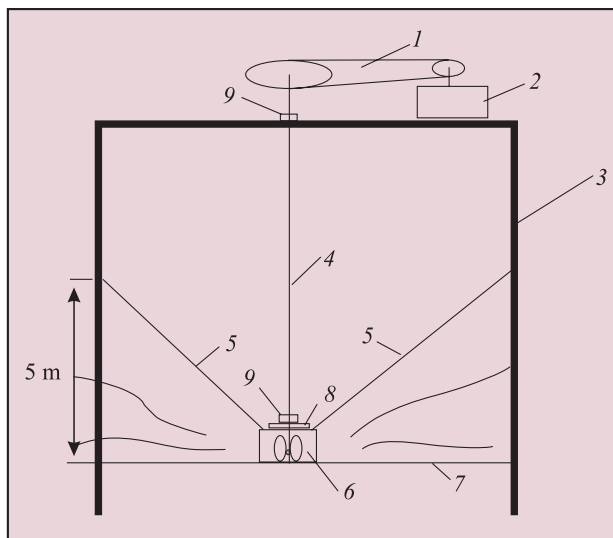
Yalnız böyük dalğalar üçün nəzərdə tutulmuş elektrik stansiyası zəif dalğalarda işləməyəcək və yalnız zəif dalğalar üçün nəzərdə tutulmuş qurğu fırtına dalğalarının təsirindən asanlıqla məhv edilə bilər. Həddindən artıq dalğaların olma ehtimalı həmişə var, adətən 50 il ərzində orta səviyyədə 10 dəfə yüksək dalğa olur [10]. Beləliklə, konstruksiya orta dalğadan yüzlərlə dəfə güclü dalğaya davam gətirməlidir. Buna görə də, dalğa elektrik stansiyasını layihələndirərkən, adi konstruksiyalarla müqayisədə möhkəmlik ehtiyatı əmsalının normativlərdən xeyli böyük qəbul olunması zərurəti yaranır ki, bu da DEÇ-lərin konstruksiyasının yüksək dəyərini və normal şəraitdə çeviricilərin effektivliyinin azalmasını şərtləndirir.

Dəniz dalğalarının dövrləri bir neçə saniyə təşkil edir. Nominal sürəti yüzlərlə herts olan elektrik generatorlarının səmərəli işləməsi üçün belə qeyri-müntəzəm və yavaş hərəkətləri yüksək tezlikli gücə çevirmək çətinidir [3]. Əlbəttə ki, dalğa gücünün yalnız bir hissəsi mexaniki və elektrik enerjisində istifadə edilə bilər, lakin su üçün çevrilmə əmsalı havadan daha yüksəkdir – 85 %-ə qədər [11–14].

Nəticələrin müzakirəsi

Dalğa çeviriciləri barədə mövcud patent materiallarının təhlili və nəzəri araşdırmalar nəticəsindən müəyyən olunmuşdur ki, dəniz dalğasının bilavasitə turbin pərlərinə təsiretmə mexanizminə əsaslanan dalğa enerjisinin çeviricisi mövcud deyil. Bu səbəbdən dəniz dalğasının çeviricisinin yeni modeli təklif olunur. Qurğunun əsas görünüşlü cizgisi şəkildə əks olunmuşdur.

Bu model əsasında yaradılacaq DEÇ dəniz



Dalğa enerjisi çeviricisinin sənaye modeli:

1 – qayıqlı ötürmə; 2 – generator; 3 – estakadayanı meydança; 4 – fırlanma ötürücüsü; 5 – dalğa istiqamətləndirici; 6 – dalğa turbinini; 7 – turbin döşəməsi; 8 – kipləşdirici; 9 – yastıqlar

neft-qaz sisteminin stasionar dəniz özüllərində, estakadayanı meydançalarda və digər hidrotexniki qurğularında dalğa elektrik stansiyalarının əsas elementi kimi elektrik enerjisinin əldə olunması üçün istifadə edilə bilər.

DEÇ iki hissədən ibarətdir: meydança üzərində yerləşən hissələri – qayıqlı ötürmə və generator, meydançanın altında yerləşən hissələri – dalğa turbinini, dalğa istiqamətləndiricisi, kipləşdirici, yastıq və fırlanma hərəkətini estakada üstü qurğulara ötürmək üçün sistem.

DEÇ əsas elementi olan dalğa istiqamətləndiricisinin konstruksiyası aşağıdakı xüsusiyyətlərə malikdir: istiqamətləndirici dalğanın turbinin pərlərinə 90° bucaq altında təsir etməsini təmin edən şəkildə işlənmişdir; istiqamətləndiricinin fəza quruluşu həm zəif dalğaların, həm də hündürlü-

yü 5 m-ə çatan dalğaların axın enerjisinin tam şəkildə turbin pərlərinə yönəlməsini təmin edir; istiqamətləndirici dalğanın istənilən istiqamətində eyni effektivliyə malikdir.

Nəticə

1. Dəniz neft-qaz yataqlarının xüsusiyyətləri, stasionar dəniz neftqazçıxarma özüllərinin texnoloji quruluşu və estakadaların texniki vəziyyəti ilə bağlı günəş və külək enerji sistemlərinin geniş tətbiqi üçün müəyyən məhdudiyyətlərin olması qeyd edilmişdir.

2. Xəzərin Azərbaycana aid hissəsində işlənən neft-qaz yataqlarının yerləşdiyi ərazilərdə axın sürətləri zəif olduğundan, məlum olan müasir turbinlərlə baxılan regionda axınlardan enerjinin götürülməsi mümkün hesab edilmir, lakin, gələcəkdə aşağı sürətlə işləyə biləcək turbinlər yaradılacağı təqdirdə axın enerjisinin çevrilməsi məsələsi yenidən aktuallaşa bilər.

3. Aparılmış təhlillər nəticəsində dalğa enerjisinin digər alternativ enerji mənbələrindən daha çox enerji sıxlığına malik olduğu, bu enerjiden istifadə etmək üçün müxtəlif növ DEÇ layihələndirildiyi və enerji istehsalında dalğa enerjisinin proqnozlaşdırılan əsasən gələcək dövrlərdə əsas enerji mənbəyinə çevriləcəyi göstərilmişdir.

4. İşlənmiş yeni DEÇ sənaye modelinin digərlərindən fərqləndirən əsas özəlliyi, dalğa axınının bilavasitə turbin pərlərinə düz bucaq altında yönəldilməsindən, dalğanın hündürlüyündən və istiqamətindən asılı olmamasından, istənilən dəniz neft-qaz hidrotexniki qurğularında istifadə edilə biləcəyindən ibarətdir.

5. Dəniz hidrotexniki qurğularında hibrid enerji sistemləri ən optimal həll yoludur, ekoloji və iqtisadi üstünlüklər bu texnologiyaların tətbiqini zəruri edir.

Ədəbiyyat siyahısı

1. Iskandarov E.K., İsmayilova F.B., Farzalizade Z.I. Oil leaks diagnosis in pipelines based on artificial neuron technologies. Lecture Notes in Networks and Systems, 2024, pp. 313-323.
2. Iskandarov E.X., Baghirov S.A. Analytical and wave-depression methods of elimination of the onset of hydration in subsea gas pipelines. News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan Series of Geology and Technical Sciences 2022, 2022(4), pp. 96-108.
3. Offshore renewable energy. IRENA. Innovation outlook: Ocean energy technologies, Abu-Dabi, 2020.
4. Bağirov Ə.N., Hədiyev P.P. Dəniz dalğası enerjisi çeviricisinin sənaye modeli. Azərbaycan Ali Texniki Məktəblərinin Xəbərləri, 2023, Cild 28, № 05, s. 112-118.
5. Iskandarov E.Kh., Baghirov A.N. Drying up the injected gas into the underground storage as a factor in increasing the volume of injected gas. SOCAR Proceedings, 2025, No.3, 098-104.
6. Baghirov A., Ilienko B., Baghirov S. Cascade-shock-wave technology for elimination of complete hydrate blockage of an underwater marine gas pipeline. Energy Technologies & Resource Saving, 2026, 86(1), pp. 154-165.
7. Baghirov A. Supersonic cooling technology of gas turbine air. Energy Technologies & Resource Saving, 2024, 81(4), pp. 79-87.
8. International Renewable Energy Agency. A New World, The Geopolitics of the Energy Transformation, Global Commission on the Geopolitics of Energy Transformation, 2019.

9. *REN21*. Renewables Global Status Report 2019.
10. *Ahmad S., Uddin M.J., Nisu I.H., Ahsan M.M.U., Rahman I., Samrat N.H.* Modeling of grid connected battery storage wave energy and PV hybrid renewable power generation, IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering, 2017, Bangladesh.
11. *Harjanne A, Korhonen JM.* Abandoning the concept of renewable energy, Energy Policy, 2019.
12. *Cantarellas A.M., Rodriguez D.R., Rodriguez P.* Adaptive Vector Control of Wave Energy Converters, IEEE Transactions on Industry Applications, 2017, vol. 52 (3), pp. 2382-2391.
13. https://www.stat.gov.az/menu/6/statistical_yearbooks/source/stat-yearbook 2023.zip.
14. <https://area.gov.az/>

References
1. <i>Iskandarov E.K., Ismayilova F.B., Farzalizade Z.I.</i> Oil leaks diagnosis in pipelines based on artificial neuron technologies. Lecture Notes in Networks and Systems, 2024, pp. 313-323.
2. <i>Iskandarov E.X., Baghirov S.A.</i> Analytical and wave-depression methods of elimination of the onset of hydration in subsea gas pipelines. News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan Series of Geology and Technical Sciences 2022, 2022(4), pp. 96-108.
3. <i>Offshore</i> renewable energy. IRENA. Innovation outlook: Ocean energy technologies, Abu-Dabi, 2020.
4. <i>Baghirov A.N., Hacıyev P.P.</i> Deniz dalghasi enerjisi cheviricisinin senaye modeli. Azerbaijan Ali Tekhsil Mekteblerinin Xeberleri, cild. 228, 2023, № 5, s. 112-118.
5. <i>Iskandarov E.Kh., Baghirov A.N.</i> Drying up the injected gas into the underground storage as a factor in increasing the volume of injected gas. SOCAR Proceedings, 2025, No.3, 098-104.
6. <i>Baghirov A., Ilienکو B., Baghirov S.</i> Cascade-shock-wave technology for elimination of complete hydrate blockage of an underwater marine gas pipeline. Energy Technologies & Resource Saving, 2026, 86(1), pp. 154-165.
7. <i>Baghirov A.</i> Supersonic cooling technology of gas turbine air. Energy Technologies & Resource Saving, 2024, 81(4), pp. 79-87.
8. <i>International Renewable Energy Agency.</i> A New World, The Geopolitics of the Energy Transformation, Global Commission on the Geopolitics of Energy Transformation, 2019.
9. <i>REN21</i> . Renewables Global Status Report 2019.
10. <i>Ahmad S., Uddin M.J., Nisu I.H., Ahsan M.M.U., Rahman I., Samrat N.H.</i> Modeling of grid connected battery storage wave energy and PV hybrid renewable power generation, IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering, 2017, Bangladesh.
11. <i>Harjanne A, Korhonen JM.</i> Abandoning the concept of renewable energy, Energy Policy, 2019.
12. <i>Cantarellas A.M., Rodriguez D.R., Rodriguez P.</i> Adaptive Vector Control of Wave Energy Converters, IEEE Transactions on Industry Applications, 2017, vol. 52 (3), pp. 2382-2391.
13. https://www.stat.gov.az/menu/6/statistical_yearbooks/source/stat-yearbook 2023.zip .
14. https://area.gov.az/

Neft-qaz-mədən avadanlıqlarında baş verən korroziya və duzçökmə proseslərinə qarşı fiziki və kimyəvi üsulların birgə təsirinin tədqiqi

K.Ə. Məmmədov, t.ü.f.d.^{1,2}, H.R. Qurbanov, k.e.d², Ş.R. Kazımov, t.ü.f.d.²,
A.V. Sultanova², N.K. Məmmədova², N.E. Baxşəliyeva³

¹"Neftqazəlmütədqiqatlayihə" İnstitutu,

²Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

³Bakı Ali Neft Məktəbi

e-mail: k.a.mammedov@gmail.com

Açar sözlər: fiziki üsul, kimyəvi üsul, quyu, inhibitor, lay suyu, aqressiv mühit, korroziya

Məqalə neft-qaz-mədən avadanlıqlarında baş verən korroziya və duzçökmə prosesinə qarşı fiziki və kimyəvi üsulların birgə təsirinin tədqiqinə həsr olunmuşdur.

Neft-qaz-mədən avadanlıqlarında korroziya və duzçökmə proseslərinin qarşısını almaq məqsədilə müxtəlif fiziki və kimyəvi mübarizə üsullarının birgə təsirinin tətbiqinin səmərəliliyinin öyrənilməsinin aktuallığını nəzərə alaraq, müxtəlif gərginlikli sabit maqnit induktorlarının dəniz və lay suları mühitində poladın korroziya və duzçökmə intensivliyinə təsirini öyrənmək üçün laboratoriya şəraitində tədqiqatlar aparılmış və müəyyən edilmişdir ki, 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsində poladın işlənməsi zamanı korroziya və duzçökmə intensivliyinə maksimal təsir effekti əldə edilir. Beləliklə, sabit maqnit muftalarının təsiri sayəsində tədqiq olunan lay suyunun tərkibində baş verən dəyişiklik hesabına mühitin aqressivliyi də dəyişir. Maqnit sahəsinin təsiri altında həll olmuş duzlar öz strukturlarını dəyişməklə bərk çöküntülər, quyudan kristallik kiçik dispers şlam kimi çıxarılır.

Bu baxımdan 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsində "KDI" və "KDÇQ" markalı inhibitorların birgə təsirinin öyrənilməsi üçün tədqiqatlar aparılmış. 280 kA/m gərginlikli sabit və bu mühitdə sinergetik effektin mövcudluğu təyin edilmişdir.

Laboratoriya tədqiqatlarının nəticələrindən göründüyü kimi, "KDI" və "KDÇQ" markalı inhibitorların sabit maqnit sahəsi ilə birgə mühitdə sərfinin 150 mq/l olması müəyyən edilmişdir. Bu halda korroziyadan mühafizə effekti 94–95 %, duzçökmədən mühafizə effektivliyi isə 85–86 % təşkil etmişdir. Alınan nəticələrin müqayisəli təhlilindən göründüyü kimi, sabit maqnit sahəsi ilə inhibitorların birgə tətbiqi zamanı inhibitorların sərfinə 25 % qənaət olunur.

Bu da sabit maqnit sahəsinin inhibitorlarla birgə tətbiqinin iqtisadi baxımdan daha səmərəli olduğunu göstərir.

Исследование комплексного воздействия физико-химических методов на процессы коррозии и солеотложения, происходящие в нефтегазопромысловом оборудовании

К.А. Мамедов, д.ф.т.н.^{1,2}, Г.Р. Гурбанов, д.х.н.², Ш.Р. Кязимов, д.ф.т.н.², А.В. Султанова², Н.К. Мамедова², Н.Э. Бахшалиева³

¹НИПИнефтегаз,

²Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

³Бакинская высшая школа нефти

Ключевые слова: физический метод, химический метод, скважина, ингибитор, пластовая вода, агрессивная среда, коррозия.

Статья посвящена исследованию комплексного воздействия физико-химических методов на процессы коррозии и солеотложения, происходящие в нефтегазопромысловом оборудовании.

Одной из актуальных задач является исследование эффективности применения комплексного воздействия различных физико-химических методов контроля в нефтяных скважинах с целью предотвращения процессов коррозии и солеотложения в нефтегазопромысловом оборудовании.

Учитывая актуальность данной проблемы, в лабораторных условиях были проведены исследования по изучению влияния постоянных магнитных индукторов различного напряжения на интенсивность коррозии и солеотложения стали в морских и пластовых водах. В результате лабораторных исследований установлено, что максимальный эффект на интенсивность коррозии и солеотложения достигается при работе в постоянном магнитном поле с напряженностью 280 кА/м. Таким образом, вследствие изменения состава исследуемой пластовой воды под действием постоянных магнитных муфт изменяется и агрессивность среды. Под воздействием магнитного поля растворенные соли изменяют свою структуру и не выпадают в виде твердых отложений, а выносятся из скважины в виде кристаллического мелкодисперсного шлама.

В связи с этим были проведены исследования по изучению совместного действия ингибиторов марок "KDI" и "KDCQ" в постоянном магнитном поле с напряженностью 280 кА/м. Установлено наличие синергетического эффек-

та при совместном действии ингибиторов в постоянном магнитном поле с напряженностью 280 кА/м.

По результатам лабораторных исследований определен расход ингибиторов марок "KDI" и "KDCQ" в постоянном магнитном поле напряжением 150 мг/л. При этом эффективность защиты от коррозии составила 94–95 %, а от солеотложений – 85–86 %. Сравнительный анализ полученных результатов показывает, что экономия расхода ингибиторов составляет 25 % при совместном использовании ингибиторов с постоянным магнитным полем.

Сравнительный анализ результатов применения ингибиторов без воздействия постоянного магнитного поля и с воздействием постоянного магнитного поля показывает, что применение постоянного магнитного поля совместно с ингибиторами более экономично.

Study of the combined effect of physical and chemical methods against the corrosion and salt deposition processes occurring in oil and gas field equipment

K.A. Mammadov, PhD in Tech. Sc.^{1,2}, G.R. Gurbanov, Dr. in Tech. Sc.², Sh.P. Kazimov, PhD in Tech. Sc.², A.V. Sultanova², N.K. Mammadova², N.E. Baxshaliyeva³

¹"Oil-Gas Scientific Research Project" Institute,

²Azerbaijan State Oil and Industry University

³Baku Higher Oil School

Keywords: physical method, chemical method, well, inhibitor, produced water, aggressive environment, corrosion.

The article is devoted to the study of the combined effect of physical and chemical methods against the corrosion and salt deposition processes occurring in oil and gas field equipment.

One of the topical issues is the study of the effectiveness of the application of the combined effect of various physical and chemical control methods in oil wells in order to prevent corrosion and salt deposition processes in oil and gas field equipment.

Taking into account the relevance of the current problem, studies were conducted in laboratory conditions to study the effect of permanent magnetic inductors of different voltages on the corrosion and salt deposition intensity of steel in sea and reservoir water environments. As a result of laboratory studies, it was determined that the maximum effect on the intensity of corrosion and salt deposition is achieved when working in a constant magnetic field with a voltage of 280 kA/m. Thus, due to the change in the composition of the studied formation water due to the effect of constant magnetic couplings, the aggressiveness of the environment also changes. Under the influence of the magnetic field, dissolved salts change their structure and do not precipitate as solid deposits, but are removed from the well as crystalline small dispersed sludge.

In this regard, studies were conducted to study the joint effect of "KDI" and "KDCQ" brand inhibitors in a constant magnetic field with a voltage of 280 kA/m. The presence of a synergistic effect was determined as a result of the joint effect of inhibitors in a constant magnetic field with a voltage of 280 kA/m.

As can be seen from the results of laboratory studies, the consumption of "KDI" and "KDCQ" brand inhibitors in a constant magnetic field with a voltage of 150 mg/l was determined. In this case, the corrosion protection effect was 94–95 %, and the salt deposition protection efficiency was 85–86 %. As can be seen from the comparative analysis of the results obtained, the consumption of inhibitors is saved by 25 % when using inhibitors together with a constant magnetic field.

As can be seen from the comparative analysis of the results obtained from the use of inhibitors without the influence of a constant magnetic field and with the influence of a constant magnetic field, the use of a constant magnetic field together with inhibitors is more economical.

Neft sənayesinin sürətli inkişafı, neft-mədən avadanlıqlarının istismar müddətinin artmasını tələb edir. Məlumdur ki, korroziya nəql sistemində boruların, neft-mədən avadanlıqlarının və hidrotexniki qurğuların vaxtından tez sıradan çıxmasına, müxtəlif qəza, partlayış və yanğın hadisələrinin baş verməsinə səbəb olur [1, 2].

Neft-mədən avadanlıqlarının korroziyaya uğrama səbəbləri müxtəlif olduğundan, korroziyadan mühafizə üsulları da fərqlidir [2–8]. Son zamanlar korroziyadan mühafizə üçün fiziki və kimyəvi üsulların birgə təsirinin öyrənilməsi aktual məsələlərdən biridir.

Mikroorqanizmlərin həyat fəaliyyətinin məhv edilməsinin fiziki metodlarına rentgen və ultrabənövşəyi işıqlandırma, ultrasəs təsir, termik təsir, radiasiya şüalanması, yüksək tezlikli cərə-

yan vasitəsilə təsir və s. aiddir [9]. Mikroorqanizmlərin həyat fəaliyyətini məhv etmək üçün tətbiq edilən fiziki metodların tətbiqi vasitəsilə suyun sterilizasiyası qurğunun qurulduğu yerdə baş verir. Bu vasitələr boru kəmərlərinin daxili səthinə və hidrogen-sulfidin mənbəyi olan laya əhəmiyyətli dərəcədə təsir etmir. Sulfat reduksiyaedici bakteriyalar (SRB) və hidrogen-sulfidlə çirklənmiş yataqlarda yuxarıda sadalanan fiziki metodların tətbiqi bütün sistemin sterilizasiyasını həyata keçirmir. Bu şəraitdə bütün sistemin tam sterilizasiyası üçün fiziki və kimyəvi metodların birgə tətbiqi, yəni əvvəlcə kimyəvi reagentlər vasitəsilə boru kəmərlərinin daxili səthi və məhsul verən layların sterilizasiyası aparılmalı, sonra fiziki metodlar vasitəsilə laya vurulacaq su sterilizasiya olunmalıdır. Fiziki metodlarla aparılmış işlər

zamanı kimyəvi reagentlərlə sterilizasiya vaxtaşırı olaraq aparılmalıdır.

Avadanlıqlarda korroziya və duzçökmə proseslərinin qarşısını almaq məqsədi ilə müxtəlif fiziki və kimyəvi mübarizə üsullarından istifadə edilir. Neft-qaz sənayesinin müxtəlif sahələrində tətbiq olunan fiziki təsir üsullarında sabit və dəyişən maqnit sahələrinin istifadəsi akademik A.X. Mirzəcanzadə tərəfindən təklif olunmuş və onun məktəbinin yetirmələrinin iştirakı ilə inkişaf etdirilmişdir [10]. Akademik A.X. Mirzəcanzadənin rəhbərliyi ilə həyata keçirilən çoxsaylı tədqiqatlarda maqnit sahəsi vasitəsilə neftlərin reotexnoloji göstəricilərinin tənzimlənməsi məsələləri öyrənilmişdir [11]. Aparılan tədqiqat işləri əsasında müəyyən edilmişdir ki, maqnit qurğuların vurucu quyularda tətbiq olunması suyun qəbuletmə qabiliyyətini 15 % artırır. Maqnit sahələrinin təsiri hesabına boru xətlərində neftlərin nəql olunma proseslərində axını zamanı hidravlik itkilər kəskin azalır. Laya vurulan suyun impulsu maqnitli sahə ilə işlənməsinin hesabına iqtisadi cəhətdən qənaətli texnologiyanın yaradılmasının mümkünlüyü sübut olunmuşdur. Sabit maqnit sahələrinin sənayenin müxtəlif sahələrində istifadə edilən texniki suların təmizlənməsi və hazırlanmasında, müxtəlif təyinatlı soyudulma sistemlərində və nəhayət neftçıxarmada da tətbiq tapması haqqında çoxsaylı məlumatlar mövcuddur [12–15]. Bu tədqiqatlar əsasən maqnit sahəsi ilə laya təsir edərək neft quyularının hasilatının, suvurucu quyuların qəbuletmə imkanlarının artırılmasına, neftin çıxarılması, eləcə də nəqli zamanı baş verən parafin və duzçökmələrinin, həmçinin avadanlıqların korroziyaya uğramasının qarşısının alınmasına həsr olunmuşdur [16–19].

Maqnit sahəsi ilə təsir metodunun sadə olması onun üstün cəhətlərindən biri hesab olunur. Bu metodun çatışmayan cəhəti maqnit sahəsini yaranan qurğunun quraşdırılması zamanı yaranan çətinlikləri, nasos-kompressor borularının (NKB) daxili diametrlərinin kiçildilməsini, mühitdən asılı olaraq nəticələrin dəyişmə effektivliyinin proqnozlaşdırılmasının mürəkkəbliyini və quyudibi zonada duzçökmə zamanı maqnit qurğusunun tətbiq olunmasının qeyri-mümkünlüyünü göstərmək olar. Son illər neft sənayesi üçün qeyd edilən maqnit qurğularından tamamilə fərqli quruluşa malik, yeni sabit maqnit muftaların tətbiqi də həyata keçirilir. Bu muftalar borunun daxili divarlarında yerləşdirilmiş kiçik həcmli sabit maqnitlərdən ibarətdir. Sabit maqnit kimi neodim-dəmir-bor, samarium-kobalt kimi nadir metalları ərintisindən

hazırlanmış nümunələrdən istifadə edilir [20, 21].

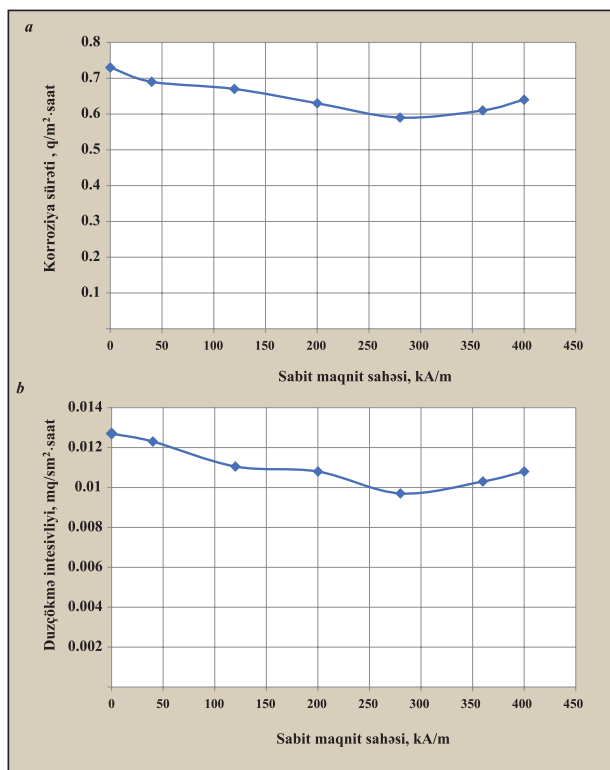
Sabit maqnit muftalarının Azərbaycanda neft quyularında tətbiqinin səmərəliyinin öyrənilməsi aktual məsələlərdən biridir. Mövcud problemin aktuallığını nəzərə alaraq, müxtəlif gərginlikli sabit maqnit induktorlarının dəniz və lay suları mühitində poladın korroziya və duzçökmə intensivliyinə təsirini öyrənmək üçün 24; 100; 200 və 480 saat müddətində və 25 °C temperaturda, 0.5–1.0 m/s sürətlə hərəkət edən maqnitləşdirilmiş və maqnitləşdirilməmiş dəniz və lay sularında laboratoriya şəraitində tədqiqatlar aparılmışdır.

Tədqiqatların aparılması üçün yüksək möhkəmlikli P-105 markalı poladdan hazırlanmış 40x25x3 mm ölçülü nümunələrdən və 40; 120; 200; 280; 360 və 400 kA/m gərginlikli sabit maqnit induktorlarından istifadə edilmişdir.

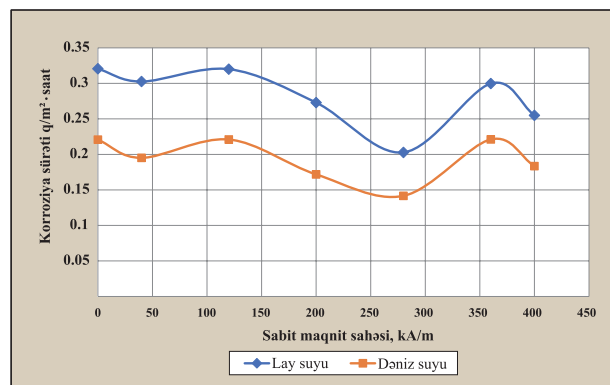
Aparılan tədqiqatların mahiyyəti seçilmiş rejimdə dəniz və lay suyu mühitlərində hərəkət edən maqnitləşdirilmiş və maqnitləşdirilməmiş metal nümunələrdə baş verən kütlə itkisinin təyini və mühitdə baş verən korroziyanın göstəricilərini hesablamaqdan ibarətdir.

Sabit maqnit sahəsində duzçökməyə qarşı mühafizə effektivliyini öyrənmək üçün tədqiqatın metodikası əsas etibarə ilə laboratoriya şəraitində kalsium karbonat duzlarının çökmə prosesinə nəzarət olunmasından ibarətdir. Sabit maqnit sahəsinin korroziya və duzçökməyə qarşı mühafizə effektivliyini öyrənmək üçün laboratoriya tədqiqatları 24 saat müddətində, müvafiq olaraq 25 və 65 °C temperaturlarında, 0.5 m/s sürətlə hərəkət edən maqnitləşdirilmiş və maqnitləşdirilməmiş dəniz və lay sularında aparılmışdır. Tədqiqatlarda 40; 120; 200; 280; 360 və 400 kA/m gərginlikli sabit maqnit induktorlarından istifadə edilmişdir. Kalsium ionunun konsentrasiyası titrlənmə metodu ilə müəyyən edilir. Aqressiv mühit kimi yüksəkmineralı lay suyundan istifadə edilmişdir. Sabit maqnit sahəsinin metalın korroziya və duzçökmə prosesinə təsir effekti metalın istismar olunduğu mühitin statik rejimi, maqnit sahəsinin təsir müddəti və sahənin intensivliyindən asılı olaraq dəyişə bilər. Lay suyunda korroziya sürətinin və duzçökmə intensivliyinin maqnit sahəsinin gərginliyindən asılılığının nəticələri şəkil 1-də verilmişdir.

Şəkildən göründüyü kimi, 0.5 m/s sürətlə hərəkət edən maqnitləşdirilməmiş lay suyunda 24 saat sınaq ərzində 20 markalı poladın korroziya sürəti 0.73 q/m²·saat, duzçökmə intensivi isə 0.0127 mq/sm²·saat təşkil etmişdir. Mühitə müxtəlif gərginlikli sabit maqnit sahəsi ilə təsir etdikdə lay suyunda korroziya və duzçökmə prosesinin



Şəkil 1. Korroziya sürətinin (a) və duzçökmə intensivliyinin (b) maqnit sahəsinin gərginliyindən asılılığı



Şəkil 2. 105 markalı poladın lay və dəniz suyunda korroziya göstəricilərinə sabit maqnit sahəsinin təsiri

müəyyən dərəcədə azalması məlum olmuşdur.

Korroziya və duzçökməyə qarşı maksimal təsir effekti lay sularının 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsində işlənilməsi zamanı əldə edilir. Belə ki, 0.5 m/s sürətlə hərəkət etməklə 280 kA/m gərginliyə malik sabit maqnit sahəsindən keçirilmiş lay suyunda korroziya sürəti azalaraq 0.59 q/m²·saat və sabit maqnit sahəsinin mühafizə effekti 19 % olmuşdur. Duzçökmə intensivliyi 0.0097 mq/saat, mühafizə effekti isə 24 % olmuşdur.

Tədqiqatlar nəticəsində müəyyən edilmişdir ki, 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsinin aqressiv mühitə 24 saat təsiri zamanı korroziya və duzçökmədən mühafizə effektivliyi 19–24 % olmuşdur.

Sabit maqnit sahəsinin optimal təsir şərtlərini müəyyənləşdirmək məqsədi ilə lay və dəniz suyunun hərəkət sürəti (0.5 və 1 m/s) və maqnitləşdirilmə müddəti 200 saat olmaqla tədqiqatlar aparılmış və alınan nəticələr şəkil 2-də verilmişdir.

Şəkildən göründüyü kimi, 0.5 m/s sürətlə hərəkət edən maqnitləşdirilməmiş lay suyunda 200 saat sınaq ərzində P-105 markalı poladın korroziya sürəti 0.3206 q/m²·saat olmuşdur. Mühitə sabit maqnit sahəsi ilə təsir etdikdə dəniz suyunda korroziya prosesinin müəyyən dərəcədə azaldığı təyin edilmişdir. Belə ki, 0.5 m/s sürətlə hərəkət etməklə 280 kA/m gərginliyə malik sabit maqnit sahəsindən keçirilmiş dəniz suyunda korroziya sürəti azalaraq 0.2028 q/m²·saat və sabit maqnit sahəsinin mühafizə effekti 36.7 % olmuşdur.

1 m/s sürətlə hərəkət edən maqnitləşdirilməmiş dəniz suyunda 200 saat sınaq ərzində P-105 markalı poladın korroziya sürəti 0.2208 q/m²·saat təşkil etmişdir. Mühitə sabit maqnit sahəsi ilə təsir etdikdə dəniz suyunda korroziya prosesinin müəyyən dərəcədə azaltması aşkar edilmişdir. Belə ki, 1 m/s sürətlə hərəkət etməklə 280 kA/m gərginliyə malik sabit maqnit sahəsindən keçirilmiş dəniz suyunda korroziya sürəti azalaraq 0.1417 q/m²·saat və sabit maqnit sahəsinin mühafizə effekti 35.8 % olmuşdur. Göründüyü kimi, uzunmüddətli maqnit sahəsinin təsiri ilə korroziyadan maksimal mühafizə effekti 35.8–36.7 % təşkil etmişdir.

Laboratoriya tədqiqatları nəticəsində müəyyən edilmişdir ki, 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsinin aqressiv mühitə təsiri zamanı korroziya və duzçökmə intensivliyində maksimal effekt əldə edilir.

Sabit maqnit sahəsinin lay suyuna kimyəvi və mikrobioloji təsirinin öyrənilməsi üçün Günəşli yatağında istismar olunan 117 №-li sulaşmış quyudan nümunə götürülmüşdür. Tədqiq olunan su nümunəsini yüksək minerallaşmış natrium-hidrokarbonatlı lay suyu tipinə aid etmək olar. Suyun sıxlığı 1022 kq/m³ təşkil edir, mühit göstəricisi pH-7.6 olmaqla çox zəif qələvi xassəsinə malikdir. Aparılan tədqiqatlar göstərmişdir ki, tədqiq olunan lay suyu kifayət qədər korroziya aqressivliyinə malikdir və müxtəlif qrup bakteriyalarla yoluxmuşdur. 117 №-li quyunun lay suyu maqnit sahəsində işlənilməmişdən və müəyyən müddət 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsində işlənildikdən sonra analiz edilmişdir.

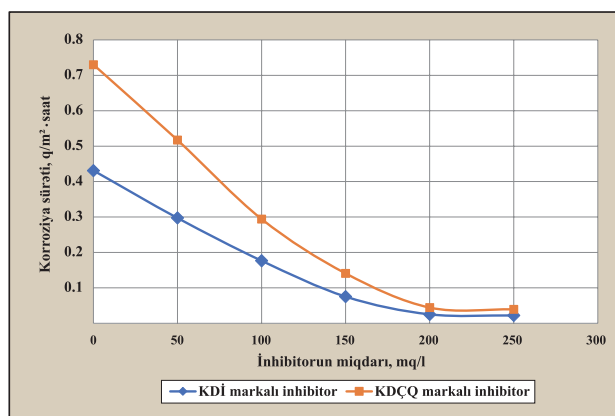
Suyun tərkibində aqressiv ionların miqdarı kifayət qədər yüksəkdir. Suda $Fe^{2+}+Fe^{3+}$, Ca^{2+} və Mg^{2+} ionlarının miqdarı, müvafiq olaraq 102; 60 və 40, 46 mq/l təşkil edir. Həmin su 0.5 m/s sürəti

ilə dairəvi hərəkət etdirilərək 280 kA/m gərginliyə malik sabit maqnit sahəsində 400 saat ərzində maqnitləşdirdikdən sonra bu göstəricilər hiss ediləcək dərəcədə dəyişərək lay suyunun tərkibindəki, $Fe^{2+} + Fe^{3+}$, Ca^{2+} və Mg^{2+} ionlarının miqdarı, uyğun olaraq 70; 10.04 və 10.32 mq/l təşkil etmişdir.

Tədqiq olunan lay suyunda sabit maqnit sahəsinin təsirindən ionların miqdarının azalması, onların məhlulda çevrilərək çökməsi ehtimalı ilə izah edilə bilər. Bu mühitdə duzlar ümumi halda asan hidrolizə uğrayaraq əsas mühitin qələviliyinin güclənməsinə səbəb olur və bu da hidrogen göstəricisi ilə təsdiq edilir. Bütün bunların sayəsində mühitin aqressivliyi və metalın korroziyasının azalması müşahidə olunur.

Aqressiv lay sularına maqnit sahəsinin təsiri nəticəsində mühitin aqressivliyi qismən azaldığından metalın korroziya prosesi ləngiyir və məhlula keçən dəmir ionlarının miqdarı da azalır. Beləliklə, 280 kA/m gərginliyə malik sabit maqnit sahəsinin təsiri sayəsində tədqiq olunan lay suyunun tərkibində baş verən dəyişiklik hesabına mühitin aqressivliyi də dəyişir. Maqnit sahəsinin təsiri altında həll olmuş duzlar öz strukturlarını dəyişməklə bərk çöküntülər halında çökməyərək quyudan kristallıq kiçik dispers şlam kimi çıxarılır. Bu metodun sadə olması onun üstün cəhətindən biri hesab olunur.

“KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorların maqnitləşdirilməmiş lay sularında korroziyaya qarşı mühafizə effektivliyi və optimal sərfinin müəyyən edilməsi üçün aparılmış tədqiqatın nəticələri şəkil 3-də göstərilmişdir.



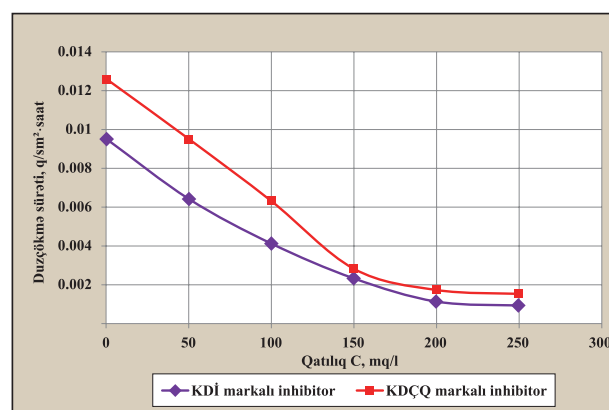
Şəkil 3. Mühitlərdə korroziya sürətinin inhibitorların miqdarından asılılığı

Şəkildən göründüyü kimi, inhibitorsuz lay suyunda nümunələrin korroziya sürəti 0.4311 və 0.7300 q/m²·saat olmuşdur. “KDİ” markalı inhibitorlardan mühitə 50; 100; 150; 200 və 250 mq/l

miqdarda əlavə edildikdə, metalın korroziya sürəti azalaraq uyğun olaraq 0.2973–0.0253 q/m²·saat, mühitdə inhibitorun sərf miqdarından asılı olaraq mühafizə effektivliyi isə 31–94 % təşkil etmişdir. “KDÇQ” markalı inhibitorlardan digər mühitə 50–250 mq/l miqdarda əlavə edildikdə isə metalın korroziya sürəti azalaraq 0.5172–0.0392 q/m²·saat və mühitdə inhibitorun sərf miqdarından asılı olaraq korroziyadan mühafizə effektivliyi 29–95 % intervalında olmuşdur.

Tədqiqatların nəticələri göstərir ki, “KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorların mühitdə sərfinin 200 mq/l-dən yuxarı qiymətlərində korroziya sürətinin qiymətində ciddi azalma müşahidə olunmayıb. Ona görə də korroziyadan mühafizə məqsədilə hər iki inhibitorun mühitdə sərfinin 200 mq/l götürülməsi təklif olunur. Bu zaman korroziyadan mühafizə effekti 94–95 % təşkil etmişdir.

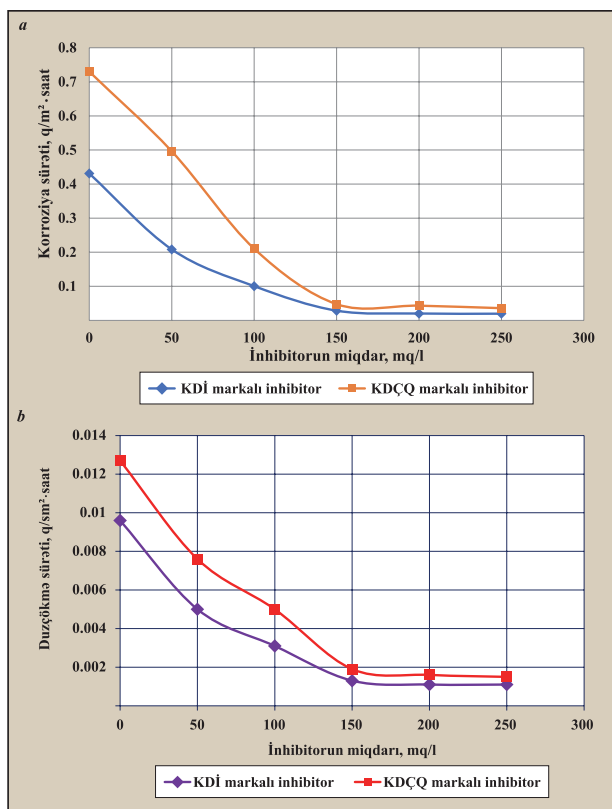
“KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorların aqressiv mühitdə duzçökməyə qarşı optimal sərfinin müəyyən edilməsi üçün də tədqiqatlar aparılmış və nəticələr şəkil 4-də əks olunmuşdur.



Şəkil 4. Duzçökmə intensivliyinin inhibitorların qatılığından asılılığı

Şəkildən göründüyü kimi, inhibitorsuz lay suyu mühitində nümunələrin duzçökmə intensivliyi 0.0096 və 0.0127 mq/sm²·saat olmuşdur. “KDİ” markalı inhibitorlardan mühitə 50–250 mq/l miqdarda əlavə edildikdə duzçökmə intensivliyi uyğun olaraq 0.0065–0.0011 mq/sm²·saat və duzçökmədən mühafizə effektivliyi 32–88 % intervalında olmuşdur. “KDÇQ” markalı inhibitorlardan mühitə 50–250 mq/l miqdarda əlavə edildikdə isə duzçökmə intensivliyi azalaraq 0.0096–0.0016 mq/sm²·saat və mühafizə effektivliyi 24–87 % intervalında olmuşdur.

Şəkildə təqdim olunmuş tədqiqat nəticələrinin təhlili göstərir ki, “KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorların mühitdə sərfinin 200 mq/l götürülməsi daha məqsədəuyğundur. Bu halda duzçökmə



Şəkil 5. “KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorların 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsi ilə birgə korroziya sürətinə (a) və duzçökmə intensivliyinə (b) təsiri

intensivliyi azalaraq 0.0012–0.0018 mq/sm²·saat və effektivliyi isə 86–87 % intervalında olması müəyyən edilmişdir.

“KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorların maqnitləşdirilməmiş lay sularında 200 mq/l sərf miqdarında korroziyadan mühafizə effekti 94–95 %, duzçökmədən mühafizə effektivliyi isə 86–87 % təşkil etmişdir.

Tədqiqatların nəticələrindən müəyyən edilmişdir ki, 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsində duzçökmə və korroziyadan mühafizə effekti yaranır. Bu baxımdan 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsində işlənmiş inhibitorların birgə təsirinin öyrənilməsi üçün müqayisəli tədqiqatlar aparılmışdır. Aqressiv mühitdə sabit maqnit sahəsilə “KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorların birlikdə korroziya sürətinə təsirinin müəyyən edilməsi üçün aparılmış tədqiqatın nəticələri şəkil 5, a-da göstərilmişdir.

Şəkildən göründüyü kimi, sabit maqnit sahəsi ilə birgə “KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorlar tətbiq edilmişdir. Belə ki, inhibitorsuz mühitdə metalın korroziya sürəti 0.4311 q/m²·saat olmuşdur. “KDİ” markalı inhibitor aqressiv mühitə 50–250 mq/l intervalda əlavə edildikdə metalın korroziya sürəti azalaraq 0.2084–0.0198 q/m²·saat və mühafizə effekti 51–95 % intervalında olmuşdur.

İnhibitorsuz mühitdə metalın korroziya sürəti 0.7300 q/m²·saat təşkil etmişdir. Aqressiv mühitə “KDÇQ” markalı inhibitor miqdarı 50–250 mq/l intervalında əlavə edildikdə metalın korroziya sürəti uyğun olaraq 0.4963–0.0360 q/m²·saat və mühafizə effektivliyi 32–95 % intervalında olmuşdur. Tədqiqatlar nəticəsində “KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorlarla 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsinin birgə təsiri ilə mühitdə inhibitorların sərfi azalaraq 150 mq/l olması müəyyən edilmişdir. Bu halda korroziyadan mühafizə effekti uyğun olaraq 93 % təşkil etmişdir. Başqa sözlə korroziya sürəti uyğun olaraq 0.0285 və 0.0477 mq/sm²·saat azalmışdır.

“KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorların 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsində duzçökmə intensivliyinə təsiri öyrənilmiş və alınan nəticələr şəkil 5, b-də verilmişdir.

Şəkildəki ayrılardan göründüyü kimi, inhibitorsuz mühitdə duzçökmə intensivliyi 0.096 mq/sm²·saat olmuşdur. 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsi ilə birgə “KDİ” markalı inhibitorlardan mühitə 50–250 mq/l miqdarda əlavə edildikdə duzçökmə intensivliyi azalaraq 0.0050–0.0011 mq/sm²·saat intervalında olmuşdur. “KDİ” markalı inhibitorların mühitdəki miqdarından asılı olaraq duzçökməyə qarşı mühafizə effekti uyğun olaraq 48–88 % intervalında olmuşdur.

Şəkildən göründüyü kimi, mühitdə duzçökmə intensivliyi 0.0127 mq/sm²·saat olmuşdur. 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsi ilə birgə “KDÇQ” markalı inhibitorlardan mühitə 50–250 mq/l miqdarda əlavə edildikdə duzçökmə intensivliyi azalaraq 0.0076–0.0015 mq/sm²·saat intervalında olmuşdur. “KDÇQ” markalı inhibitorların mühitdəki miqdarından asılı olaraq duzçökməyə qarşı mühafizə effekti uyğun olaraq 40–88 % intervalında olmuşdur. Şəkildəki ayrılardan göründüyü kimi, 280 kA/m gərginlikli sabit maqnit sahəsində inhibitorların birgə təsiri nəticəsində sinergetik effektin mövcudluğu təyin edilmişdir.

Laboratoriya tədqiqatlarından alınan nəticələrdən göründüyü kimi, “KDİ” və “KDÇQ” markalı inhibitorların sabit maqnit sahəsi ilə birgə mühitdə sərfinin 150 mq/l olması müəyyən edilmişdir. Bu halda korroziyadan mühafizə effekti 94–95 % və duzçökmədən mühafizə effektivliyi 85–86 % təşkil etmişdir. Alınan nəticələrin müqayisəli təhlilindən göründüyü kimi, sabit maqnit sahəsi ilə kompozisiyanın birgə tətbiqi zamanı reagentin sərfinə 25 % qənaət olunur. Bu da sabit maqnit sahəsi ilə kompozisiyanın birgə tətbiqinin iqtisadi

baxımdan daha səmərəli olduğunu göstərir. Belə ki, kompozisiyanın sərfinə 25 % qənaət olunur.

Bundan başqa fiziki və kimyəvi üsulların birgə təsirinin öyrənilməsi üçün “Bibiheybətneft” NQÇİ-də istismarda olan 3268 №-li hasilat quyusunda “KDI” markalı korroziya və duzçökmə inhibitoru və sabit maqnit muftalar birgə tətbiq edilmişdir. Mədən sınaqlarını aparmaq üçün daxilində sabit maqnit yerləşdirilmiş 3 ədəd MIOH-CM 73 markalı muftalardan istifadə edilmişdir. Sabit maqnit sahəsinin neft-qaz-mədən avadanlıqlarına təsirini tədqiq etmək üçün maqnitsiz və maqnit muftaların tətbiqi ilə hasilat quyusunun atqı xəttində Ct-20 markalı poladdan hazırlanmış “şahid” nümunələr yerləşdirilərək 30 gündən sonra “şahid” nümunələr götürüldükdən sonra onlarda baş verən kütlə itkiləri təyin edilmiş və onun əsasında orta korroziya sürəti hesablanmışdır. Bundan başqa sabit maqnit induktorlarının neft-qaz-mədən avadanlıqlarına təsirinin öyrənilməsi üçün hasilat quyusunun lay suyu nümunələri götürülmüşdür. Daha sonra onların kimyəvi və mikrobioloji tədqiqatları aparılaraq mühitin korroziya və mikrobioloji aqressivliyi müəyyənləşdirilmişdir.

Sınaq işlərini həyata keçirmək üçün Ct-20 markalı poladdan 50x25x5 mm ölçüdə “şahid” nümunələr hazırlanaraq ebonit çərçivələr üzərində quraşdırılmışdır. Həmin çərçivəni quyunun atqı xəttində yerləşdirmək üçün 73 mm diametrlili 0.5 m uzunluğunda boru hissələri götürülərək onların hər ikisinin bir ucuna müvafiq ölçülərdə fləns qaynaq edilmişdir. Bu boru hissələri içərisinə ebonit çərçivə üzərində yığılmış “şahid” nümunəli kasetlər yerləşdirilərək hər iki ucdan flənsli boruya qaynaq edilmişdir. Sonra həmin boru 3268 №-li quyunun atqı xəttinə fləns vasitəsilə bağlanaraq “şahid” nümunələrin hasilat axınında korroziya sınaqlarına başlanılmışdır. “Şahid” nümunələr 30 gün ərzində həmin quyunun hasilat axınında istismarda olmuşdur.

Maqnitsiz mədən sınaqlarının 30 günü tamam olduqdan sonra NKB-lərin muftaları maqnitli muftalarla dəyişdirilmiş, yenidən borular quyuya endirilmiş və quyunun atqı xəttində yeni “şahid” nümunələr yerləşdirilmişdir. Borulara sabit maq-

nit muftalar bağlandıqdan 30 gün sonra “şahid” nümunələrdə orta korroziya sürətinin dəyişməsi müəyyənləşdirilmişdir.

Maqnit muftalar yerləşdirilməzdən əvvəl aparılmış bütün sınaqlar, maqnit quraşdırıldıqdan sonra yenidən təkrar edilərək alınan nəticələr müqayisə edilmiş və bu yolla mədən şəraitində maqnitin metalın korroziyasına təsir effekti müəyyənləşdirilmişdir.

Sınaqlar zamanı quyudan götürülmüş nümunələrdən ayrılmış lay sularının kimyəvi tədqiqi aparılarkən müəyyən edilmişdir ki, tədqiq olunan maqnitləşdirilməmiş suda xlorid ionlarının miqdarı 24.1 q/l, sulfat ionları 0.46 q/l, hidrokarbonat ionları 0.73 q/l, dəmir ionlarının miqdarı 0.43 mq/l təşkil etmişdir. Quyuda sabit maqnit induktorları tətbiqindən sonra götürülmüş nümunədə isə onların xlorid ionlarının miqdarı 5.16 q/l, sulfat ionları 2.936 q/l, hidrokarbonat ionları 0.49 q/l, dəmir ionlarının miqdarı 0.35 mq/l təşkil etmişdir.

Bu tədqiqatlarla yanaşı sınağın 30-cu günü atqı xəttinə qoyulmuş nümunələr götürülərək onların korroziyaya uğrama vəziyyəti və bu müddət ərzində metalda baş vermiş kütlə itkiləri müəyyən edilmişdir. Alınan nəticəyə əsasən onların orta korroziyaya uğrama sürətləri hesablanmış və cədvəldə verilmişdir.

Cədvəldən görünür ki, sabit maqnit müftasının inhibitorsuz tətbiqi zamanı yeraltı və yerüstü avadanlıqların korroziya və duzçökməsinə qarşı effektivliyinin uyğun olaraq 58 % və 61 % olması müəyyən edilmişdir. Həmçinin quyunun gündəlik məhsulunun həcminə görə “KDI” markalı inhibitorun (sərfi 150 mq/l olmaqla) sabit maqnit muftalarla birgə tətbiqi nəticəsində quyunun atqı xəttində sınağa qoyulmuş Ct-20 markalı poladdan hazırlanan nümunələrin orta korroziya sürəti 0.6814-dən 0.0598 q/m²-saata-dək azalmış, inhibitorun mühafizə effektivliyi 90 % olmuşdur. Duzçökmə intensivliyi 0.0117-dən 0.0031 mq/sm²-saata qədər azalmış, duzçökmədən mühafizə effektivliyi 74 % olmuşdur.

Maqnit induktorlarının quyuda yerləşdirilməsinin texnoloji prosesə heç bir mənfi təsiri müşahidə edilməmişdir. Mədən sınaqlarından alınan nəticələri təhlil edərək belə nəticəyə gəlmək olar

Tətbiq mühiti	Korroziya sürəti, q/m ² -saat	Mühafizə effektivliyi, %	Duzçökmə intensivliyi mq/sm ² -saat	Mühafizə effektivliyi, %
Inhibitorsuz	0.6814	-	0.0117	-
Sabit maqnit muftası inhibitorsuz	0.2875	58	0.0046	61
Sabit maqnit muftası inhibitorla birgə	0.0598	90	0.0031	74

ki, tətbiq edilən maqnit muftaların korroziyaya qarşı mühafizə effektivə malik olması, quraşdırılması və istismarının sadə və təhlükəsiz olması, az maliyyə sərfi ilə uzunmüddətli mühafizənin təmin edilməsini və s. nəzərə alınaraq neftçıxarmada geniş tətbiq olunması tövsiyə edilmişdir.

Laboratoriya və mədən tədqiqatlarından alınan nəticələr fiziki üsullarla birgə inhibitorların tətbiqi mühafizə səmərəliyinin artırılmasına müsbət təsir

etdiyini göstərir.

Nəticə

Neft-qaz-mədən avadanlıqlarında korroziya və duzçökmə prosesinə qarşı fiziki və kimyəvi üsulların birgə təsirinin daha effektiv olduğu müəyyən edilmişdir. Tədqiqatlar nəticəsində müəyyən edilmişdir ki, hər iki üsulun birgə təsiri zamanı inhibitorların mühitdə sərfi 20–25 % azalmışdır.

Ədəbiyyat siyahısı

1. Mammadov K.A., Aliyev S.T., Nurullayev V.H. Application of new corrosion inhibitor for gathering pipelines for improving the ecological // News of The National Academy of Sciences of The Republic of Kazakhstan series chemistry and technology, 2021, vol. 4, № 448, pp. 32-39.
2. Mammadov K.A., Hamidova N.S., Huseynova U.K. Diagnosis of the corrosion state of hydraulic structures in the Caspian Sea to prevent environmental damage // Bulletin of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, 2020, vol. 3, № 385, pp. 111-118.
3. Mamedov K.A., Hamidova N.S., Aliyev T.S. Development of new resource-saving technologies to improve the efficiency of the oil product transportation system // "Problems of collecting, preparing and transporting oil and oil products", 2019, No. 1 (117), pp. 82-88.
4. Mamedov K.A. Hamidova N.S. Prevention of corrosion damage to oil field equipment with a composition based on technical phosphatides // SOCAR Proceedings, 2021, No. 4, pp. 96-101.
5. Mammadov K.A., Hamidova N.S., Aliyev T.S. Development of a new multifunctional inhibitor for the protection of oilfield equipment // Chemical and Petroleum Engineering, 2019, 55 (3), pp. 340-346
6. Mammadov K.A., Hamidova N.S. Development of a multifunctional corrosion inhibitor, possessing the properties of a microemulsion // News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences, 2020, vol. 1, № 439, pp. 64-72.
7. Mammadov K.A. Study of the effect of a new combined inhibitor and a permanent magnetic field on corrosion and salt deposition // News of The National Academy of Sciences of The Republic of Kazakhstan series chemistry and technology, 2020, vol. 2, № 440, pp. 145-152.
8. Mamedov K.A., Kyazimov F.K., Seyfiyev F.G. Corrosion inhibitor for the protection of oilfield equipment operated in various aggressive environments // Steel in Translation, 2024, vol. 54, No. 11, pp. 1130-1133.
9. Каменщиков Ф.А., Черных Н.А. Борьба с сульфатовосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007, 412 с.
10. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 368 с.
11. Мирзаджанзаде А.Х., Бахтизин Р.Н., Мустафаев А.А. и др. Наногидродинамические эффекты на основе применения микроразодышевой технологии // Нефтепромысловое дело, 2005, т. 3, с. 311-315.
12. Анасов Т.К., Анасов Г.Т., Саранча А.В. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией // Современные проблемы науки и образования, 2015, № 2 (часть 2).
13. Гасанов Ф.Г., Салманлы В.А., Алиев А.Г. и др. Исследование влияния постоянного магнитного поля на коррозию оборудования нефтегазовых скважин // Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2010, № 4, с. 42-45.
14. Ильясова А.И. Анализ влияния магнитного поля на свойства стали линейной части магистральных трубопроводов // Нефтегазовое дело, 2019, № 2, с. 156-168.
15. Рогачев М.К., Кузьмин М.И., Кондрашева Н.К. Исследование влияния магнитного поля на скорость коррозии металла насосно-компрессорных труб и реологические свойства скважинной продукции // Записки Горного института, 2012, т. 199, с. 379-383.
16. Мамед-заде А.М. Нанотехнологии в нефтедобыче. – Баку: UniPrint, 2010, 267 с.
17. Алимбекова С.Р., Волошин А.И., Бахтизин Р.Н. Физические методы предупреждения солеотложения при нефтедобыче // Нефтегазовое дело, 2019, т. 17, № 6, с. 31-38.
18. Карпов Б.И., Воробьев В.П., Казаков В.Т. и др. Использование физических полей для предупреждения отложений парафина при добыче нефти // Нефтяное хозяйство, 1997, № 7, с. 45-47.
19. Мурсалова М.А., Исмаилов Ф.С., Нагиева Я.М. и др. Исследование комплексного действия ПАВ и магнитного поля на парафиноотложение и коррозию // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2010, № 10, с. 21-22.
20. Бородин В.И., Тарасов Е.Н., Зинин А.В. и др. Результаты испытания магнитных индукторов обработки нефти при ее добыче и транспорте // Нефтяное хозяйство, 2004, № 4, с. 82-86.

References

1. Mammadov K.A., Aliyev S.T., Nurullayev V.H. Application of new corrosion inhibitor for gathering pipelines for improving the ecological // News of The National Academy of Sciences of The Republic of Kazakhstan series chemistry and technology, 2021, vol. 4, № 448, pp. 32-39.
2. Mammadov K.A., Hamidova N.S., Huseynova U.K. Diagnosis of the corrosion state of hydraulic structures in the Caspian Sea to prevent environmental damage // Bulletin of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, 2020, vol. 3, № 385, pp. 111-118.
3. Mamedov K.A., Hamidova N.S., Aliyev T.S. Development of new resource-saving technologies to improve the efficiency of the oil product transportation system // “Problems of collecting, preparing and transporting oil and oil products”, 2019, No. 1 (117), pp. 82-88.
4. Mamedov K.A., Hamidova N.S. Prevention of corrosion damage to oil field equipment with a composition based on technical phosphatides // SOCAR Proceedings, 2021, No. 4, pp. 96-101.
5. Mammadov K.A., Hamidova N.S., Aliyev T.S. Development of a new multifunctional inhibitor for the protection of oilfield equipment // Chemical and Petroleum Engineering, 2019, 55 (3), pp. 340-346.
6. Mammadov K.A., Hamidova N.S. Development of a multifunctional corrosion inhibitor, possessing the properties of a microemulsion // News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences, 2020, vol.1, № 439, pp. 64-72.
7. Mammadov K.A. Study of the effect of a new combined inhibitor and a permanent magnetic field on corrosion and salt deposition // News of The National Academy of Sciences of The Republic of Kazakhstan series chemistry and technology, 2020, vol. 2, № 440, pp. 145- 152.
8. Mamedov K.A., Kyazimov F.K., Seyfiyev F.G. Corrosion Inhibitor for the Protection of Oilfield Equipment Operated in Various Aggressive Environments // Steel in Translation, 2024, vol. 54, No. 11, pp. 1130-1133.
9. Kamenshchikov F.A., Chernykh N.A. Bor'ba s sul'fatvosstanavlivayushchimi bakteriyami na neftnyanykh mestorozhdeniyakh. – Moskva-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2007, 412 s.
10. Mirzadzhanzade A.KH., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. Modelirovaniye protsessov neftegazodobychi. Nelineynost', neravnovesnost', neopredelennost'. – Moskva-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2004, 368 s.
11. Mirzadzhanzade A.KH., Bakhtizin R.N., Mustafayev A.A. i dr. Nanogidrodinamicheskiye efekty na osnove primeneniya mikrozarodyshevoy tekhnologii // Neftepromyslovoye delo, 2005, t. 3, s. 311-315.
12. Apasov T.K., Apasov G.T., Sarancha A.V. Primeneniye magnitnykh aktivatorov dlya bor'by s otlozheniyami ASPO, soley i korroziyey // Sovremennyye problemy nauki i obrazovaniya, 2015, № 2 (chast'2). URL: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=21995>.
13. Gasanov F.G., Salmanly V.A., Aliyev A.G. i dr. Issledovaniye vliyaniya postoyannogo magnitnogo polya na korroziyu oborudovaniya neftegazovykh skvazhin // Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo, 2010, № 4, s. 42-45.
14. Il'yasova A.I. Analiz vliyaniya magnitnogo polya na svoystva stali lineynoy chasti magistral'nykh truboprovodov // Neftegazovoye delo, 2019, № 2, s. 156-168.
15. Rogachev M.K., Kuz'min M.I., Kondrasheva N.K. Issledovaniye vliyaniya magnitnogo polya na skorost' korrozii metalla nasosno-kompessornykh trub i reologicheskoye svoystva skvazhinnoy produktsii // Zapiski Gornogo instituta, 2012, t. 199, c. 379-383.
16. Mamed-zade A.M. Nanotekhnologii v neftedobyche. – Baku: UniPrint, 2010, 267 s.
17. Alimbekova S.R., Voloshin A.I., Bakhtizin R.N. Fizicheskoye metody preduprezhdeniya soleotlozheniya pri neftedobyche // Neftegazovoye delo, 2019, t. 17, № 6, s. 31-38.
18. Karpov B.I., Vorob'yev V.P., Kazakov V.T. i dr. Ispol'zovaniye fizicheskikh poley dlya preduprezhdeniya otlozheniy parafina pri dobyche nefti // Neftyanoye khozyaystvo, 1997, № 7, s. 45-47.
19. Mursalova M.A., Ismailov F.S., Nagiyeva Ya.M. i dr. Issledovaniye kompleksnogo deystviya PAV i magnitnogo polya na parafinootlozheniye i korroziyu // Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse, 2010, № 10, s. 21-22.
20. Borodin V.I., Tarasov Ye.N., Zinin A.V. i dr. Rezul'taty ispytaniya magnitnykh induktorov obrabotki nefti pri yeye dobyche i transporte // Neftyanoye khozyaystvo, 2004, № 4, s. 82-86.
21. Məmmədov K.Ə., İbrahimova G.B., Həmidova N.S. və b. Maqnit muftasının tətbiqi ilə neft-mədən avadanlıqlarının korroziyadan mühafizəsi // Xəzərneftqaz yataq - 2016 elmi-təcrübi konfrans. – Bakı: 2018, 22-23 dekabr, s. 233- 238.

Katalitik riforminq prosesinin və qurğusunun istilik dəyişdiricisinin iş qabiliyyətinin yüksəldilməsi

S.M. Əsədov, t.ü.f.d., M.İ. Karakoç, S.Y. Əliyeva, t.ü.f.d.

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

e-mail: salim7777@gmail.com

Açar sözlər: gövdə-boru tipli istilik dəyişdiricisi, istilikdəyişmə aparatı, ədədi modelləşdirmə, temperatur konturu, sürət konturu, ANSYS Fluent.

Məqalədə katalitik riforminq qurğularında istifadə olunan gövdə-borulu tipli istilik dəyişdiricisinin iş qabiliyyətinin artırılması məsələsi kompleks şəkildə tədqiq edilmişdir. Tədqiqatın əsas məqsədi istilik və kütlə mübadiləsi proseslərinin optimallaşdırılması vasitəsilə enerji səmərəliyinin yüksəldilməsi və aparatın texnoloji göstəricilərinin yaxşılaşdırılmasıdır.

İş çərçivəsində müasir hesablama mayelər dinamikası (CFD) metodlarından istifadə edilərək istilik dəyişdiricisinin üçölçülü riyazi modeli qurulmuşdur. Modelləşdirmə ANSYS Fluent proqram mühitində həyata keçirilmiş və burada istilik ötürülməsi, axınların hidrodinamikası, həmçinin temperatur və sürət sahələrinin paylanması nəzərə alınmışdır. Təklif olunan alqoritm sadəliyi və yüksək dəqiqliyi ilə fərqlənir və həm analitik, həm də ədədi yanaşmaların inteqrasiyasına əsaslanır.

Tədqiqat zamanı dördgəlişli əks-axınlı istilik dəyişdiricisi modeli seçilmiş və onun konstruktiv parametrləri əsasında hesablama toru yaradılmışdır. Hesablama nəticəsində temperatur və sürət konturları əldə edilmiş, həmçinin giriş və çıxış parametrləri (temperatur, təzyiq, sərfiyyat) müəyyən edilmişdir. Əldə olunan nəticələr analitik həllərlə müqayisə edilərək verifikasiya edilmiş və modelləşdirmənin etibarlılığı təsdiq olunmuşdur.

Aparılan analiz göstərmişdir ki, optimal həndəsi parametrlərin seçilməsi və axınların düzgün təşkil edilməsi nəticəsində istilik dəyişdiricisinin enerji səmərəliyi əhəmiyyətli dərəcədə artırıla bilər. Modelləşdirmə nəticələri hər iki axının minimal enerji sərfi ilə tələb olunan temperatur səviyyələrinə çatmasını təmin etdiyini göstərmişdir.

Təklif olunan metodika universallığı ilə seçilir və müxtəlif tipli istilik mübadilə aparatlarının layihələndirilməsi və optimallaşdırılması üçün tətbiq oluna bilər. Nəticə olaraq, təqdim olunan yanaşma sənaye şəraitində katalitik riforminq proseslərinin enerji effektivliyinin artırılması və istilik dəyişdiricilərinin iş qabiliyyətinin yüksəldilməsi üçün effektiv alət kimi qiymətləndirilə bilər.

Повышение эффективности процесса каталитического риформинга и производительности теплообменника установки

С.М. Асадов, д.ф.т.н., М.И. Каракоч, С.Ю. Алиева, д.ф.т.н.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

Ключевые слова: кожухотрубчатый теплообменник, теплообменный аппарат, численное моделирование, контур температуры, контур скорости, ANSYS Fluent.

Проведено комплексное исследование, направленное на повышение эффективности работы кожухотрубчатого теплообменника, используемого в установках каталитического риформинга. Основной целью является повышение энергоэффективности и эксплуатационных характеристик за счёт оптимизации процессов тепло- и массообмена.

В рамках исследования разработана трёхмерная численная модель теплообменника с использованием методов вычислительной гидродинамики (CFD). Моделирование выполнено в программной среде ANSYS Fluent с учётом процессов теплопередачи, гидродинамики потоков, а также распределения температурных и скоростных полей. Предложенный алгоритм отличается простотой реализации и высокой точностью, объединяя аналитический и численный подходы.

В качестве объекта исследования выбран четырёхходовой противоточный кожухотрубчатый теплообменник. На основе его геометрических параметров построена расчётная сетка высокой плотности. В результате моделирования получены контуры температур и скоростей, а также определены основные эксплуатационные параметры – температуры на входе и выходе, перепады давления и расходы. Результаты численного моделирования были верифицированы путём сравнения с аналитическими расчётами, что подтвердило достоверность модели.

Проведённый анализ показал, что оптимальный выбор геометрических параметров и организация потоков позволяют существенно повысить тепловую эффективность теплообменника. Установлено, что оба потока достигают требуемых температурных значений при минимальных энергетических затратах.

Предложенная методика является универсальной и может применяться при проектировании и оптимизации различных типов теплообменных аппаратов. В целом работа демонстрирует эффективный подход к повышению энергоэффективности процессов каталитического риформинга и улучшению эксплуатационных характеристик теплообменного оборудования.

S.M. Asadov, PhD in Tech. Sc., M.I. Karakoch, S.Y. Aliyeva, PhD in Tech. Sc.
Azerbaijan State University of Oil and Industry

Keywords: shell-and-tube heat exchanger, heat exchange apparatus, numerical modeling, temperature contour, velocity contour, ANSYS Fluent.

This study presents a comprehensive investigation aimed at improving the performance of shell-and-tube heat exchangers used in catalytic reforming units. The primary objective is to enhance energy efficiency and operational effectiveness by optimizing heat and mass transfer processes within the apparatus.

A three-dimensional numerical model of the heat exchanger was developed using computational fluid dynamics (CFD) techniques. The simulations were performed in the ANSYS Fluent environment, incorporating heat transfer, flow hydrodynamics, and the distribution of temperature and velocity fields. The proposed computational algorithm is distinguished by its simplicity, robustness, and high accuracy, combining both analytical and numerical approaches.

A four-pass counterflow shell-and-tube heat exchanger configuration was selected for the study. Based on its geometric parameters, a high-resolution computational mesh was generated. The simulation results provided detailed temperature and velocity contours, as well as key operating parameters such as inlet/outlet temperatures, pressure drops, and flow rates. The numerical results were validated against analytical solutions, confirming the reliability of the developed model.

The analysis demonstrates that appropriate selection of geometric parameters and proper flow organization significantly improve the thermal efficiency of the heat exchanger. The results indicate that both hot and cold streams can achieve their target temperatures with minimal energy consumption.

The proposed methodology is versatile and can be applied to the design and optimization of various types of heat exchangers. Overall, the study provides an effective framework for enhancing the performance of heat exchange equipment and improving the energy efficiency of catalytic reforming processes in industrial applications.

İstilik enerjisinin istehsalı üçün qazanxanalarda, istilik şəbəkələri və məntəqələrində, sənayedəki müxtəlif istilik istehlakı sistemlərində müasir avadanlıqların tətbiqi tələb olunur. Hazırda, istilik şəbəkələrində isti suyun hazırlanması üçün istilik enerjisinin paylanması gövdə-boru tipli istilik dəyişdiricisi aparatlarından istifadə olunur. İstilikdəyişmə aparatının bu cür konstruksiyası uzunmüddətli istismar zamanı özünü yaxşı tərəfdən sübut etmişdir [1–5]. Hazırda istehsalın əsas istifadə olunan texnoloji avadanlıqların səmərəliyinin artırılmasıdır, gövdə-boru tipli istilik dəyişdiricilərin aparatları təkcə energetikada deyil, həm də neft, kimya sənayesində və s. geniş yayılmış istilik dəyişdiricilərindən biridir. Gövdə-borulu tipli istilik dəyişdiricilərin yayılması konstruksiyanın etibarlılığı və temperatur, təzyiq, eləcə də mühitin korroziya fəallığının geniş diapazonunda istismar üçün müxtəlif tiplərin və icra variantlarının mövcudluğu ilə əlaqədardır.

Empirik metodlarla yeni konstruksiyaların sınaqdan keçirilməsi kifayət qədər baha və əmək tutumlu olduğundan, istilik dəyişdiricilərinin xarakteristikalarını müəyyən etmək üçün yeni metodlar tətbiq olunur. Müasir metodlardan biri, CFD hesablamaları vasitəsilə yeni istilik dəyişdiricisi konstruksiyalarını sınaqdan keçirməyə imkan verən kompüter modelləşdirməsidir [6–9]. Hal-hazırda hidrodinamika və istilik ötürülməsi proseslərinin tədqiqatının ən səmərəli metodu sonlu elementlər analizinin proqram sistemlərində reallaşdırılmış hesablama hidrodinamikası metodudur. Hesablama hidrodinamikasının üstünlükləri yüksək he-

sablama sürəti, əldə edilən məlumatların dəqiqliyi və tamlığıdır ki, bu da aparatda axınların sürəti və paylanması, bütövlükdə daxili fəzanın və onun ayrı-ayrı hissələrinin hidravlik müqaviməti barədə təsəvvür yaradır [10, 11].

Bu işin məqsədi, Gövdə-boru tipli istilik dəyişdiricisinin fəzasında istilik və kütlə mübadiləsi prosesinin kompüter modelini yaratmaqdır ki, gələcəkdə müxtəlif konstruksiyalar kompüter modelləşdirməsi vasitəsilə tədqiq oluna və bu model analitik həll yolu ilə edilə bilsin.

İstilikdəyişmə aparatının ən yüksək enerji səmərəliyinə nail olmaq üçün həndəsi parametrlərin optimal nisbətini seçimi axınların istilik-hidravlik xarakteristikalarının tədqiqi əsasında həyata keçirilməlidir.

İstilik dəyişdiricisi üçün modelin təsviri

İstilik dəyişdiricisinin dizayn tənliyi istilik köçürməsi nəzərə alınaraq aşağıda göstərilmişdir

$$Q = UA\Delta T_{LM} \quad (1)$$

Bu tənlikdə istilik köçürmə əmsalının, istilik köçürmə sahəsinin və temperatur fərqi (istilik köçürməsinin hərəkətverici qüvvəsi) mövcudluğunu görürük. Q [C/saat] HXer-dən axan iki proses axını arasında istilik köçürmə sürətidir. Bu tənlikdə U [C/(h · m² · K)] ümumi istilik ötürmə əmsalını, A [m²] isə istilik ötürmə sahəsini göstərir. ΔT_{LM} [K] hər iki axının giriş və çıxış temperaturları arasında orta (həmçinin logarifmik ortalama kimi tanınır) temperatur fərqi təmsil edir və hesablanı bilər.

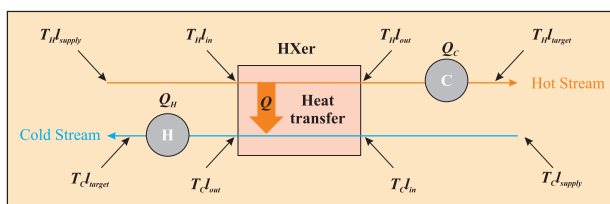
Müasir mərkəzləşdirilmiş istilik təchizatı sistemlərinin tənziqlənməsi hesabı, müxtəlif tipli

istilikdəyişmə aparatlarının hesabatdan kənar şəraitdəki işini təsvir edən tənliklər əsasında aparılır [1].

$$\Delta T_{LM} = \frac{(T_{H,in} - T_{C,out})(T_{H,out} - T_{C,in})}{\ln \left(\frac{T_{H,in} - T_{C,out}}{T_{H,out} - T_{C,in}} \right)}, \quad (2)$$

burada $T_{H,in} - T_{C,out}$ – HXer-ə daxil olan isti və soyuq axınların giriş temperaturu; $T_{H,out} - T_{C,in}$ – HXer-dən çıxan isti və soyuq axınların çıxış temperaturudur.

İstilik dəyişdiricisi üçün dizayn tənliyi (HXer) üçün aşağıdakı sxemdən istifadə edilmişdir (şəkil 1). Belə şəraitdə, adətən, istilik daşıyıcılarının istilik istehlak edən qurğuların girişindəki temperaturları məlumdur, lakin çıxışdakı temperaturları, bir qayda olaraq, məlum deyil.



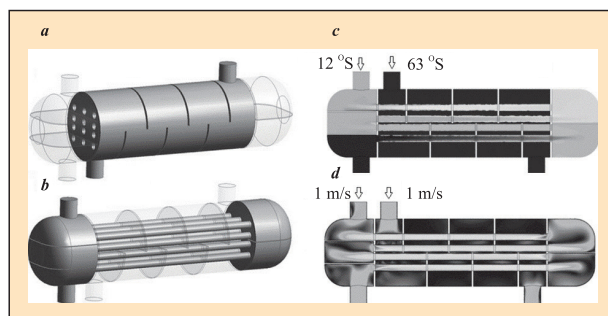
Şəkil 1. İstilik dəyişdiricisi (HXer) üçün dizayn tənliyinə uyğun sxem

Analitik və ədədi həlləri müqayisə etmək üçün aşağıdakı şərtlər təyin edilmişdir: isidən istilik daşıyıcısının giriş temperaturu 63 °C, isidilən istilik daşıyıcısının giriş temperaturu 12 °C, həmçinin həm analitik, həm də ədədi həll üçün verilən borucuqlara girişdə sürət 1 m/s. İstilik dəyişdiricisinin ümumi ölçüləri məlumdur: boru sayı və ölçüsü, gedişlərin sayı, korpusun ölçüləri. Bu parametrlər əsasında qızdırıcının üçölçülü modeli qurulmuşdur. Çıxışda gözlənilən temperaturlar analitik olaraq hesablanmış və modelləşdirmə nəticəsində alınan temperaturlarla müqayisə edilmişdir. Həmçinin ilkin məlumatlara əsasən istilik mübadiləsi sahəsi analitik olaraq yenidən hesablanmışdır.

Tədqiq olunan məsələ çərçivəsində, isti suyun borulararası fəzaya verilməsi ilə dördgöşərlilikli əks-axınlı gövdə-boru tipli istilik dəyişdiricisi seçilmişdir. Konstruktiv və təyin edilmiş həndəsi parametrlərdən bəziləri aşağıda verilmişdir: korpusun ölçüsü (D_c) – 2 m; borunun daxili diametri (d_o) – 0.1 m; boruların sayı (H_r) – 12; istilik dəyişdiricisinin uzunluğu (l) – 5 m; korpusa giriş temperaturu (T) – 285 K; boruların divar qalınlığı (δ) – 0.5 mm; isidən və isidilən istilik daşıyıcısının giriş və çıxış borucuqları – 0.5 m. İlkin mərhələ-

də gövdə-boru tipli istilik dəyişdiricisi modelinin həndəsəsi ANSYS-ə inteqrasiya olunmuş Design Modeler modulunda qurulmuşdur. Bu model iki hissədən ibarətdir: isidilən istilik daşıyıcısının fəzası (coldwater) və isidən istilik daşıyıcısının fəzası (hotwater).

Ədədi eksperimenti həyata keçirmək üçün ANSYS Meshing modulunda hesablama torunun generasiyası və adaptasiyası aparılmışdır. Gövdə-boru tipli istilik dəyişdiricisinin həndəsəsi şəkil 2-də göstərilmişdir. Hesablama torunun strukturu seçilmişdir. Torun elementlərinin ümumi sayı: 6,265,630.



Şəkil 2. Gövdə-boru tipli istilik dəyişdiricisinin həndəsəsi:

a – gövdə (hot water); b – boru dəstəsi (cold water), c – temperaturun paylanma konturu, d – sürət konturu

Ədədi eksperimentin nəticələrinə görə, istilik daşıyıcısının sərfiyyatı, giriş və çıxış temperaturları, təzyiq fərqləri alınmışdır. Aşağıda gövdə-boru tipli istilik dəyişdiricisi aparatlarının kəsiklərində temperatur və sürət konturları göstərilmişdir (bax: şəkil 2). Modelləşdirmənin nəticələri, hər iki axının minimum enerji xərcləri ilə hədəf temperaturlarına çatmasına imkan verəcək. Yuxarıdakı diaqramda istifadə olunan simvolların təsvirləri standartdır və ümumi qəbul edilmişdir [1]. Modelləşdirmə üçün götürülmüş istilik dəyişdiricisi (HXer) diaqramı və hesablama tənliyi yuxarıda təqdim olunur və təchizat temperaturu, hədəf temperaturu, h və hədəf istilik axını sürəti nəzərə alınmışdır. Şəkil 1-də göstəriləndi kimi, iki axını olan sadə HXer qurğusu nəzərdən keçirilmişdir: isti və soyuq axın. Bu diaqram HXer-i hesablamaq üçün istifadə edilmişdir ki, bu da axınlar arasında optimal istilik inteqrasiyasını və enerji bərpasını təmin etməlidir (bax: şəkil 2).

Hər iki axın HXer istilik dəyişdiricisindən əks cərəyanla keçdiyi üçün axın 1 soyudulur və axın 2 qızdırılır. HXer istilik dəyişdiricisindən çıxan hər iki axının tələb olunan hədəf temperaturlara yaxın temperaturlara çatması nəzərdə tutulmuşdur. Əgər axınların bu proses vasitəsilə hədəf temperaturla-

rına nail olunmuşdursa, əlavə resurs tələb edilmir. Lakin isitmə və ya soyutma ilə hədəf temperatur-lara nail olunmasa, əlavə istilik və ya soyutma resursları tətbiq edilir. Bu, sistemin tələb olunan istilik və soyutma ehtiyaclarını tam ödəmək üçün lazım idi. Bu əlavə və ya xarici resurslar yuxarıda-kı diaqramdan müəyyən edilmişdir.

Nəticə

Bu işdə boru tipli istilik dəyişdiricisinin kons-truksiyasının optimallaşdırılması üçün kompüter maye dinamikası (CFD) modellərindən istifadə etməklə optimallaşdırma məsələlərinin həlli üçün tipik hesab edilə bilən metodika tətbiq edilmiş-dir. Katalitik riforminq prosesi və istilik mübadilə aparatının səmərəliyini artırmaq üçün hesablama mayelərinin dinamikası modelini uyğunlaşdırmaq məqsədilə proseslərin modelləşdirilməsi metodo-logiyasının aşağıdakı xüsusiyyətləri öyrənilmişdir.

Metodika aşağıdakı əsas mərhələləri əhatə edir: parametrləşdirilmiş həndəsi modelin yaradılması,

avtomatik hesablama toru generatoru əsasında tor modelinin qurulması, hesablama CFD modelinin formalaşdırılması (tənliliklərin seçilməsi, turbu-lentlik modelinin seçilməsi, sərhəd şərtlərinin qoyulması, verifikasiya və identifikasiya), opti-mallaşdırma meyarlarının parametrləri kimi çıxışı olan parametrləşdirilmiş hesablama blokunun ya-radılması, optimallaşdırma axtarış sahəsinin təyin edilməsi, cavab səthinin qurulması, cavab səthi üzrə qeyri-xətti optimallaşdırma. Bu metodika ki-fayət qədər universaldır və bir çox digər hallarda tətbiq oluna bilər, çünki layihələndirmə zamanı çox vaxt optimallaşdırma məsələlərini həll etmək lazım gəlir. Bu işdə təsvir edilən yol verilən səhv nəzərə alınmaqla, həll alqoritmi hesablama üçün vaxtı və gücü azaltmaq baxımından optimal hesab oluna bilər.

Maraqların toqquşması

Bu məqalənin müəllifləri heç bir maraq toqquş-ması olmadığını bəyan edirlər.

Ədəbiyyat siyahısı

1. Ng X.W. Concise Guide to Heat Exchanger Network Design (A Problem-based Test Prep for Students). Springer Nature. Switzerland AG 2021.
2. Roetzela W., Luob X., Chenc D. Design and Operation of Heat Exchangers and their Networksşş Optimal control process of heat exchanger networks. 2020, pp. 431-456.
3. Hussein M.A., Gadalla M., and Ahmed D. Matlab model for the design of heat exchanger networks in chemical processes // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. 2022, № 1, vol. 17, pp. 24-33.
4. Dwivedi A., Sawant G., Vyas A., Karn A. Effective Computational Tools for Teaching and Learning of Heat Transfer Through Extended Surfaces. In: Narendranth S., Mukunda P.G., Saha U.K. (eds) Recent Advances in Mechanical Engineering. Lecture Notes in Mechanical Engineering. Springer, Singapore. 2023, vol. 19, pp. 4-13.
5. Smith R. Chemical Process Design and Integration, Manchester: John Wiley & Sons Ltd. 2005.
6. Gabr E.M. Step by Step for Designing an Optimum Heat Exchanger Network // International Journal of Scientific and Engineering Research, 2018, vol. 9, Issue 7, pp. 827-845.
7. Pal D., Hasan N., Rao P.V., Nagarajan. Temperature distribution analysis of Cu, Al and steel material heat exchangers by ANSYS // Materials Today: Proceedings, 2022, vol. 56, Part 6, pp. 3176-3185.
8. ANSYS CFX. Introduction to CFX. Turbulence. Chapter 9. ANSYS. Inc, 2009, vol. 7.
9. Fakheri A. Heat Exchanger Fundamentals: Analysis and Theory of Design, 2018, (Chapter 19), pp. 1315-1352.
10. Holman J.P. Experimental Methods for Engineers. McGraw-Hill/Connect Learn Succeed, 2012, 739 p.
11. Mehendale S.S. Single-Phase Heat Exchangers. In: Kulacki, F. (eds) Handbook of Thermal Science and Engineering. Springer, Cham. 2018, № 8, pp. 21-24.

Neft və qaz sektorunda insan kapitalının istifadə səmərəliyinin qiymətləndirilməsi: SOCAR-ın nümunəsi əsasında

L.Q. İsgəndərova

Azərbaycan Dövlət İqtisad Universiteti

e-mail: leylanm88@mail.ru

Açar sözlər: insan kapitalı, performansın qiymətləndirilməsi, neft və qaz sektoru, SOCAR, əmək məhsuldarlığı.

Son onillikdə dünya üzrə dövlətə məxsus neft və qaz şirkətləri insan kapitalının idarə edilməsini strateji prioritetə çeviriblər. Bununla belə, neft şirkətləri kadr inkişafına böyük sərmayə qoysalar da, insan kapitalının istifadəsinin səmərəliyini qiymətləndirmək üçün hərtərəfli sistemlərə malik deyillər. Bu məqalədə Azərbaycan Respublikasının enerji şirkəti olan SOCAR-ın unikal şərtlərinə uyğunlaşdırılmış insan kapitalının qiymətləndirilməsinə dair yeni yanaşma təklif olunur. Şirkətin 2009–2023-cü illər üçün illik maliyyə hesabatlarına və davamlı inkişaf hesabatlarına əsasən, tədqiqat insan kapitalının gəlirlilik əmsalı, insan kapitalının investisiya gəlirliliyi, insan kapitalının əlavə dəyəri və əmək məhsuldarlığı dinamikası kimi kəmiyyət göstəriciləri hesablanır.

Təhlil artan əmək xərcləri ilə şirkət gəlirlərinin artması arasında güclü müsbət korrelyasiya olduğunu göstərir: insan kapitalının gəlirlilik əmsalı 2018–2022-ci illərdə zirvəyə çatır ki, bu da yüksək neft qiymətlərinə uyğun gəlir və 2020-ci ildə COVID-19 pandemiyası səbəbindən, 2023-cü ildə qiymətlərin normallaşması fonunda azalır. İşçi sayı sisteməlik olaraq azalır – 2010-cu ildəki 75.000-dən çox işçidən 2023-cü ildə 48320-yə qədər azalma olduğu halda hər işçiyə düşən xərclər (əməkhaqqı, təlim və s.) isə 6.9 dəfədən çox artıb. Tədqiqatın nəticələri göstərir ki, SOCAR-da insan kapitalının inkişafı şirkətin davamlı inkişaf planına uyğun olaraq davam edir, lakin əhəmiyyətli bir çatışmazlıq idarəetmə hesabatında rəsmi inteqrasiya olunmuş insan kapitalının monitorinqi alt sisteminin olmamasıdır. Tədqiqat nəticəsində neft şirkəti üçün insan kapitalının istifadə səmərəliyinin ölçülməsini təmin edən model təqdim edilir.

Оценка эффективности использования человеческого капитала в нефтегазовом секторе: на примере SOCAR

Л.Г. Искендерова

Азербайджанский государственный экономический университет

Ключевые слова: человеческий капитал, оценка эффективности, нефтегазовый сектор, SOCAR, производительность труда.

В течение последнего десятилетия государственные нефтегазовые компании по всему миру сделали управление человеческим капиталом стратегическим приоритетом. Однако, несмотря на значительные инвестиции нефтяных компаний в развитие персонала, у них отсутствуют комплексные системы оценки эффективности использования человеческого капитала. В данной статье предлагается новый подход к оценке человеческого капитала, адаптированный к уникальным условиям SOCAR (SOCAR), энергетической компании Азербайджанской Республики. На основе годовой финансовой отчетности компании и отчетов об устойчивом развитии за 2009–2023 гг. в исследовании рассчитываются количественные показатели, такие как коэффициент рентабельности человеческого капитала, рентабельность инвестиций в человеческий капитал, добавленная стоимость человеческого капитала и динамика производительности труда.

Анализ показывает сильную положительную корреляцию между ростом затрат на рабочую силу и ростом доходов компании: коэффициент рентабельности человеческого капитала достигает пика в 2018 и 2022 гг., что соответствует высоким ценам на нефть, и снижается в 2020 г. из-за пандемии COVID-19 и в 2023 г. на фоне нормализации цен. Число сотрудников систематически сокращается – с более чем 75 000 в 2010 г. до 48 320 в 2023 г., в то время как затраты на одного сотрудника (заработная плата, обучение и т. д.) увеличились более чем в 6.9 раза. Результаты исследования показывают, что развитие человеческого капитала в SOCAR продолжается в соответствии с планом устойчивого развития компании, однако существенным недостатком является отсутствие формальной интегрированной подсистемы мониторинга человеческого капитала в управленческой отчетности. В результате исследования представлена модель, позволяющая измерять эффективность использования человеческого капитала в нефтяной компании.

L.G. Isgandarova
Azerbaijan State University of Economics

Keywords: human capital, performance evaluation, oil and gas sector, SOCAR, labor productivity.

Over the past decade, state-owned oil and gas companies around the world have made human capital management a strategic priority. However, despite the large investments made by oil companies in personnel development, they do not have comprehensive systems for assessing the effectiveness of human capital use. This article proposes a new approach to human capital assessment adapted to the unique conditions of SOCAR (SOCAR), the energy company of the Republic of Azerbaijan. Based on the company's annual financial statements and sustainable development reports for 2009–2023, the study calculates quantitative indicators such as the human capital profitability ratio, human capital investment profitability, human capital added value, and labor productivity dynamics.

The analysis shows that there is a strong positive correlation between increasing labor costs and increasing company revenues: the human capital profitability coefficient peaks in 2018 and 2022, which corresponds to high oil prices, and decreases in 2020 due to the COVID-19 pandemic and in 2023 against the background of price normalization. The number of employees is systematically decreasing – from more than 75.000 employees in 2010 to 48.320 in 2023, while the costs per employee (salary, training, etc.) have increased by more than 6.9 times. The results of the study show that the development of human capital at SOCAR continues in accordance with the company's sustainable development plan, but a significant drawback is the lack of a formal integrated human capital monitoring subsystem in management reporting. As a result of the study, a model is presented that provides for measuring the efficiency of human capital use for an oil company.

İnsan kapitalı müasir bilik iqtisadiyyatında təşkilati rəqabət qabiliyyətinin və uzunmüddətli dəyər yaratmağın əsas hərəkətverici qüvvəsidir. Bu, xüsusilə ixtisaslaşmış biliklərin, əməliyyat təhlükəsizliyi və texnoloji uyğunlaşmanın işçi qüvvəsinin keyfiyyəti ilə ayrılmaz şəkildə əlaqəli olduğu enerji sektoru şirkətləri üçün aktualdır [1–16]. İşçilərin bilik, bacarıq, səriştə, sağlamlıq və motivasiyasının ümumi ehtiyatını təmsil edən insan kapitalının idarə olunması təkcə strateji investisiyaları deyil, həm də bu cür investisiyaların effektivliyini təsdiq edən ciddi kəmiyyət qiymətləndirmə sistemlərini tələb edir [1, 9].

SOCAR, Azərbaycanın yeganə dövlətə məxsus integrasiya olunmuş neft-qaz şirkətidir və neft məhsullarının istehsalını, daşınmasını, emalını və beynəlxalq ticarətini idarə edir. 2022-ci ildə SOCAR-ın gəliri 119 228 mln. man., işçi qüvvəsi isə 48 042 nəfər təşkil etmişdirsə, 01.01.2025-ci il tarixə SOCAR-da işçilərin faktiki sayı 48 069 nəfər, SOCAR-ın gəliri isə 84 689 mln. man. olmuşdur ki, bu da əmək xərcləri və əməliyyat səmərəliyinin balanslaşdırılması kimi mürəkkəb idarəetmə problemi yaradır [15]. SOCAR-ın insan kapitalına genişmiqyaslı və strateji investisiyalarına baxmayaraq (ümumi əmək xərcləri 2009-cu ildəki 456 mln. man-dan 2023-cü ildə 2444 mln. man-a, 01.01.2025-ci ildə 2711 mln. man-a qədər artmışdır), şirkət integrasiya olunmuş insan kapitalının qiymətləndirilməsi göstəriciləri barədə məlumatları sisteməlik şəkildə dərc etmir. GRI (Qlobal Hesabat Təşəbbüsü) standartlarına uyğun olaraq hazırlanmış Davamlı İnkişaf Hesabatlarında təlim proqramları, sosial müavinətlər, müxtə-

liflik, sağlamlıq və təhlükəsizlik üzrə keyfiyyətli məlumatlar var, lakin zamanla insan kapitalının göstəricilərinin dinamik monitorinqinə imkan verən kəmiyyət göstəriciləri yoxdur [15].

Tədqiqat bu boşluğu aradan qaldırmağa yönəlmişdir. Biz tədqiqatımızda O.Yu. Miçurina, N.A. Dubinina və E.P. Karlina tərəfindən “Qazprom Pererabotka” MMC üçün təklif etdikləri metodoloji bazadan istifadə edərək, SOCAR-ın 15 illik məlumatlarına əsaslanan təhlil aparırıq [12]. Tədqiqatın məqsədi neft və qaz sektorunda insan kapitalının istifadə səmərəliyinin qiymətləndirilməsidir. Tədqiqat zamanı qarşıya qoyduğumuz suallar aşağıdakılardır:

- SOCAR-da insan kapitalının dəyərinin dinamikasını kəmiyyət göstəricilərinə əsasən müəyyən etmək;
- insan kapitalına qoyulan investisiyanın gəlirliliyini müəyyən etmək;
- əmək məhsuldarlığı, əmək xərcləri və şirkətin maliyyə göstəriciləri arasında korrelyasiyanı müəyyən etmək;
- insan kapitalının qiymətləndirilməsini SOCAR-ın korporativ idarəetməsinə daxil etmək üçün metodoloji tövsiyələr təklif etmək.

Ədəbiyyatın icmalı

İnsan kapitalının iqtisadi kateqoriya kimi konsepsiyasının nəzəri əsası Şults qoyulmuş və Bekker tərəfindən sistemləşdirilmişdir [1, 9]. O, işçilərə təhsil, təlim və səhiyyə vasitəsilə qoyulan investisiyaların fiziki kapitala qoyulan investisiyalara bənzər ölçülə bilən gəlir təmin etdiyini nümayiş etdirmişdir. Bu nəzəri ideyalar insan kapita-

lının qiymətləndirilməsi üçün kəmiyyət modelləri hazırlamaq məqsədilə biznes mühitində geniş istifadə olunur.

İqtisadi ədəbiyyatlarda, sənaye müəssisələri kontekstində insan kapitalının qiymətləndirilməsi üçün üç əsas metod müəyyən edilmişdir: investisiya yanaşması, xərc yanaşması və gəlir (aktiv əsaslı) yanaşma [12]. İnvestisiya yanaşması əmək xərclərini maliyyə gəliri yaradan məhsuldar resurslar kimi nəzərdən keçirir və bu resurslar Fitzenz [3] və sonradan bir çox digər tədqiqatçılar [11] tərəfindən hazırlanmış insan kapitalının gəlirlilik faktorları (HCRF), insan kapitalının investisiya gəlirliliyi (HCROI), insan kapitalının əlavə dəyəri (HCVA) və insanın iqtisadi əlavə dəyəri (HEVA) konsepsiyalarından istifadə etmişdir.

Xərclərin uçotu metodu (xərc yanaşması) insan kapitalını heyətin inkişafının ümumi xərclərinin (əməkhaqqı, təlim, səhiyyə və sosial proqramlar) işçilərin sayına bölünməsi kimi ölçməyə imkan verir. Qeyd edək ki, gəlir yanaşması isə əksinə olaraq, insan kapitalını adətən idarəetmə əlavə dəyər metodları və ya gələcək gəlirin kapitallaşdırılması vasitəsilə müəssisə dəyərinin yaradılmasına töhfə verən istehsal amili kimi qiymətləndirir [12].

Neft və qaz sənayesində insan kapitalının idarə edilməsinin spesifik təbiəti bir sıra struktur amillərlə müəyyən edilir: yüksək ixtisaslaşmış bacarıqlar tələb edən istehdaların kapital tutumlu və riskli təbiəti; əksər istehsal sahə və müəssisələrinin coğrafi baxımdan uzaq yerləşməsi; əməyin mühafizəsi və təhlükəsizliyi sahəsində yüksək tənzimləyici tələblər əmtəə qiymətlərinin dəyişkənliyinin investisiya potensialına və işçi qüvvəsinin sabitliyinə ikili təzyiqi [5]. Milli neft şirkətlərində insan kapitalı üzrə aparılan tədqiqatlar ənənəvi məhsuldarlıq ölçülərindən kənara çıxan integrasiya olunmuş ölçmə sistemlərinin əhəmiyyətini vurğulayır [6, 10]. Postsovet neft və qaz sektoruna gəldikdə isə, empirik tədqiqatlar məhduddur. Ədəbiyyatda əsasən Qazprom, Rosneft və Lukoil kimi şirkətlərdə insan resursları siyasətinin inkişafı təsvir olunur, lakin uzunmüddətli məlumatlara əsaslanan müasir insan kapitalı göstəricilərindən istifadə edərək effektivliyin kəmiyyət təhlili az saydadır [12]. Xüsusilə Azərbaycan və SOCAR-a gəldikdə, mövcud ədəbiyyat demək olar ki, yalnız təsviri xarakter daşıyır və rəsmi davamlı inkişaf üzrə hesabatlarında əks olunduğu kimi strateji İnsan Resurslarının İdarə Edilməsi proqramlarına, təlim proqramlarına və sosial məsuliyyət çərçivələrinə yönəlmişdir [15].

Tədqiqat metodologiyası

Bu tədqiqatda istifadə edilən metodologiya dövlət neft və qaz şirkətinin şərtlərinə uyğunlaşdırılmış altı ardıcıl mərhələyə uyğun olaraq qurulmuşdur [7, 12]:

I mərhələ – SOCAR-ın idarəetmə funksiyaları sistemində insan kapitalının qiymətləndirilməsinin yerinin müəyyən edilməsi idarəetmə çərçivəsində: məqsəd qoyulduğu → planlaşdırma → təşkilatlanma → nəzarət → korreksiyaedici tədbirlər.

II mərhələ – insan kapitalının mövcud səviyyəsinin qiymətləndirilməsi metodologiyasının müəyyən edilməsi: birbaşa xərc metodunun, investisiya yanaşmasının və indeks metodunun birgə tətbiqi.

III mərhələ – ümumi personal xərclərinin (əməkhaqqı, təlim, sağlamlıq və təhlükəsizlik, sosial proqramlar) cəmləşdirilməsi yolu ilə birbaşa xərc metodundan istifadə edərək insan kapitalının dəyərinin müəyyən edilməsi.

IV mərhələ – insan kapitalının səmərəliliyinin investisiya göstəricilərinin (HCRF, HCROI, HCVA, personal xərclərinin gəlirliliyi) hesablanması.

V mərhələ – əmək məhsuldarlığının dinamikasının və onun gəlirlərin və əməkhaqqı fondunun artımı ilə korrelyasiyasının qiymətləndirilməsi.

VI mərhələ – əmək məhsuldarlığının, əməkhaqqı fondunun və insan kapitalının göstəricilərinin artım templərinin müqayisəli təhlili.

Tədqiqatda istifadə edilən kəmiyyət göstəriciləri aşağıdakı kimi müəyyən edilir:

İnsan Kapitalının Gəlirlilik Faktoru (HCRF) =

$$= \text{Ümumi Gəlir} / \text{Ümumi İK Xərxi}$$

İnsan Kapitalının İnvestisiya Rentabelliği (HCROI) =

$$= (\text{Gəlir} - \text{Satış Xərxi} - \text{Əmək Xərcləri}) / \text{Əmək Xərcləri}$$

İnsan Kapitalının Əlavə Dəyəri (HCVA) =

$$= (\text{Gəlir} - \text{Xərc} + \text{Əmək Xərcləri}) / \text{İşçilərin Sayı}$$

Əmək məhsuldarlığı (E_1) =

$$\text{Xalis mənfəət} / \text{Orta işçi sayı}$$

İnsan Resurslarına investisiya qoyuluşunun rentabelliği (E_2) =

$$\text{Xalis mənfəət} / \text{Ümumi kadr xərcləri} \times 100\%$$

Məlumat mənbələri kimi aşağıdakılar istifadə edilir: SOCAR-ın 2009–2024-cü illər üçün konsolidasiya edilmiş maliyyə, dayanıqlı inkişaf və illik hesabatları (socar.az saytında ictimaiyyətə açıqdır) [15]; Azərbaycan Respublikası Dövlət Statistika Komitəsinin rəsmi statistikasına [16].

Bütün vəsait göstəriciləri cari qiymətlərlə milyon Azərbaycan manatı (AZN) ilə təqdim olunur.

Göstərici	2009	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2022	2023	2024
Gəlir (mln. man.)	4196	5527	17139	39674	51905	107762	49607	119228	85201	84689
Satış dəyəri (mln. man.)	2078	3293	13877	35844	47384	102032	44552	104526	76639	77296
İllik mənfəət (mln. man.)	894	656	955	1274	350	1224	1734	9424	2073	2927
Əmək xərcləri (mln. man.)	456	555	771	908	1297	1510	2017	2352	2444	2711
Orta işçi sayı (nəfər)	69568	75502	66234	54714	50735	51125	50861	48042	48320	48069
Gəlir üzrə əmək məhsuldarlığı (mln. man./adam)	0.060	0.073	0.259	0.725	1023	2108	0.975	2482	1763	1762
Neft hasilatı (min t)	–	8460	8315	8161	7522	7683	7407	7785	7736	7485.6
Qaz istehsalı (mln. m ³)	–	7179	7140	7223	6267	6819	7344	8070	8 390.7	7718.1

Mənbə: müəlliflər tərəfindən SOCAR-ın hesabatlarının (2009–2024) məlumatları əsasında tərtib edilib.

SOCAR-ın insan kapitalının istifadə səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi

SOCAR-ın əsas maliyyə və kadr göstəricilərinin ümumi xüsusiyyətləri: 2009–2023-cü illər üzrə təhlil

Cədvəl 1-də təhlil edilən dövrün seçilmiş illəri üçün SOCAR-ın konsolidasiya edilmiş maliyyə hesabatlarından çıxarılan əsas maliyyə və kadr məlumatları təqdim olunur.

Cədvəl 1-dəki məlumatlar bir neçə əsas tendensiyanı əks etdirir. Birincisi, təhlil edilən dövrdə SOCAR-ın gəlir artımı açıq-aydın, lakin dövrü xarakter daşıyır və əsasən qlobal neft qiymətlərinin dinamikasından asılıdır: gəlir 2009-cu ildəki 4196 mln. man-dan 2022-ci ildə rekord həddə – 28.4 dəfə artımla – 119228 mln. man-a yüksəlmiş və sonra neft qiymətləri normallaşdıqca 2024-cü ildə 84689 mln. man-a düşmüşdür. Satış xərcləri ardıcıl olaraq gəlirin təxminən 87–95 %-i səviyyəsində qalmışdır ki, bu da inteqrasiya olunmuş neft-qaz əməliyyatlarının kapital tutumlu təbiətini əks etdirir.

Balans mənfəəti əhəmiyyətli dərəcədə dəyişkənlik nümayiş etdirir: 2010–2020-ci illərdə 656–1785 mln. man. arasında sabit diapazondan sonra, 2022-ci ildə – bütün təhlil edilən dövr ərzində ən

gəlirli il olan – kəskin şəkildə artaraq 9424 mln. man-a çatıb və 2023-cü ildə 2073 mln. man-a düşüb. Bu dalğalanmalar əsasən daxili səmərəlik artımlarından daha çox qlobal əmtəə bazarının dinamikası ilə idarə olunur və bu da mütləq mənfəətdən daha çox gəlirə nisbətən insan kapitalının səmərəlik göstəricilərinin normallaşdırılmasının zəruriliyini vurğulayır.

İşçi sayının dinamikası ziddiyyətli, daha məqsədyönlü bir tendensiyanı təmsil edir. İşçilərin sayı sistemativ olaraq azalır – ən pik göstərici olan 2010-cu ildəki 75502-dən 2023-cü ildə 48069-a qədər azalır ki, bu təxminən 36 % azalma deməkdir. Bu proses ən intensiv şəkildə 2010–2015-ci illərdə baş vermiş və 2017-ci ildən bəri sabitləşmişdir. Eyni zamanda, ümumi kadr xərcləri 2009-cu ildəki 456 mln. man-dan 2023-cü ildə 2444 mln. man-a qədər, yəni 5.4 dəfə artmışdır ki, bu da hər işçiyə düşən vahid xərclərin hədəflənmiş artımını və sosial investisiyaların genişləndiyini göstərir. Hər işçiyə düşən əmək məhsuldarlığı (gəlirə əsasən) 2009-cu ildəki 0.060 mln. man-dan ən pik hədd olan 2022-ci ildə 2482 mln. man-a qədər artmışdır ki, bu da həm real səmərəlik artımlarını, həm də artan əmtəə qiymətlərinin multiplikator effektini əks etdirir.

Cədvəl 2

Göstərici	2009	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2022	2023	2024
İnsan kapitalının gəlirlilik faktoru (HCRF)	9.20	9.96	22.23	43.69	40.02	71.37	24.59	50.69	34.86	31.23
İnsan kapitalının investisiya rentabelliği (HCROI)	3.64	3.03	3.23	3.22	2.49	2.79	1.51	5.25	2.50	1.72
İnsan kapitalının əlavə dəyəri (HCVA), min man.	37.0	36.9	60.9	86.6	114.7	141.6	139	355	227.8	210.2
Əmək məhsuldarlığı (E ₁), min nəfər/adam.	12.9	8.7	14.4	23.3	6.9	23.9	34.1	196.2	42.9	60.9
İnsan resurslarına investisiya qoyuluşunun rentabelliği (E ₂), %	196.1	118.2	123.9	140.3	27.0	81.1	86.0	400.7	84.8	107.9

Mənbə: müəllifin SOCAR-ın Konsolidasiya Edilmiş Maliyyə Hesabatlarından (2009–2023) əldə etdikləri məlumatlara əsaslanan hesablamaları

İnsan kapitalının göstəriciləri: investisiya yanaşması

Cədvəl 2-də təhlil edilən dövr üçün SOCAR-ın insan kapitalı göstəricilərinin hesablanmış göstəriciləri təqdim olunur. Bütün göstəricilər 3-cü bölmədə müəyyən edilmiş düsturlar istifadə edilərək cədvəl 1-dəki məlumatlardan əldə edilmişdir.

İnsan kapitalının gəlirlilik faktoru (HCRF) – personal xərclərinin hər manatına düşən gəlir – 2009-cu ildəki 9.20-dən ən pik hədd olan 2022-ci ildə 50.69-a yüksəlib ki, bu da əsasən yüksək neft qiymətləri dövründə gəlirlərin artması ilə bağlıdır. Sonradan 2024-cü ildə 31.23-ə qədər enmə neft qiymətlərinin azalması ilə uyğun gəlir. Təhlil oxşar göstərici ilə müqayisədə SOCAR-ın əmtəə bazarının dəyişkənliyinə daha çox məruz qaldığını, vahid personal xərclərinin isə mütləq baxımdan daha aşağı qaldığını göstərir ki, bu da regional əmək bazarlarındakı fərqləri əks etdirir [12].

Satış xərcləri çıxıldıqdan sonra 1 manatlıq işçi xərclərinə düşən xalis maliyyə gəlirini ölçən ən analitik cəhətdən informativ metrik olan insan kapitalına investisiya rentabelliği (HCROI) 2009-cu ildəki 3.64-dən tədricən 2020-ci ildə 1.51-ə düşmüş, 2022-ci ildə maksimum 5.25-ə çatmış, daha sonra isə 2024-cü ildə 1.72-yə düşmüşdür. 2016-cı ilin aşağı səviyyəsi 2014–2016-cı illərdə neft qiymətinin şokunun SOCAR-ın gəlirlərinə ikili təsirini və əməkhaqqının artırılması, sosial proqramlar üzrə müqavilə öhdəlikləri səbəbindən işçi xərclərinin davamlı artımını əks etdirir. 2020-ci ildə HCROI-nin kəskin pisləşməsi (1.51) COVID-19 pandemiyasının ağır əməliyyat təzyiqini təsdiqləyir: gəlir 2018-ci ilə müqayisədə 58.4 % azalıb.

Hər işçiyə düşən insan kapitalı əlavə dəyəri (HCVA) ümumilikdə müsbət tendensiyalar göstərrib: 2009-cu ildəki 37000 man-dan 2022-ci ildə 354981 man-a qədər pik həddə çatıb, 2023-cü ildə isə 227773 man-a, 2024-cü ildə 210198 man-a qədər əhəmiyyətli korreksiya müşahidə olunub. 2020-ci il böhranı zamanı 139046 manata qədər əhəmiyyətli bir azalma qeydə alınıb ki, bu da bir

işçiyə düşən insan kapitalı əlavə dəyərinin makroiqtisadi şərtlərə yüksək həssaslığını təsdiqləyir. Dövri dalğalanmalara baxmayaraq, HCVA tendensiyası hər bir işçinin şirkət dəyərinin yaradılmasına xüsusi töhfəsinin artdığını göstərir – qismən işçi sayının optimallaşdırılması və qismən də neft qiymətlərinin artması ilə əlaqədardır.

İnsan kapitalına investisiya qoyuluşunun rentabelliği (E2) – balans mənfəətinin ümumi personal xərclərinin faizi kimi – ən dəyişkən göstəricidir: onun dəyərləri 2010-cu ildə 8.7 %-dən 2022-ci ildə 196.2 %-ə, 2024-cü ildə 60.9 %-ə qədər dəyişir. Bu göstəricinin SOCAR-a nisbətən bu qədər yüksək dəyişkənliyi SOCAR-ın konsolidasiya edilmiş mənfəətinin neft ixracı gəlirlərindən və global bazar şərtlərindən daha çox asılılığını əks etdirir.

Kadr xərclərinin dinamikası və işçilərin sayının optimallaşdırılması

Cədvəl 3-də ayrı-ayrı illər üzrə ümumi kadr xərclərinin, işçilərin sayının və SOCAR-ın hər bir işçisinə düşən vahid xərclərin dinamikası təqdim olunur.

Cədvəl 3-dəki məlumatlar iki paralel tendensiyanı təsdiqləyir: işçilərin ümumi sayında davamlı azalma və işçi başına düşən vahid xərclərin davamlı artması. Bir işçi başına orta xərclər 2010-cu ildə ildə təxminən 7351 man-dan 2024-cü ildə 56398 man-a qədər artmışdır ki, bu da SOCAR-ın Davamlı İnkişaf Hesabatlarında qeyd edildiyi kimi həm artan əməkhaqqını, həm də sosial müavinətlərin, təlim proqramlarının və əməyin təhlükəsizliyinə qoyulan investisiyaların genişlənməsini əks etdirir [15].

SOCAR-ın işçi qüvvəsinin ixtisarının yalnız texnoloji əvəzetmə ilə əlaqəli olmadığını vurğulamaq vacibdir. Bu prosesə törəmə müəssisələrin yenidən qurulması, əsas olmayan aktivlərin satışı və 2023-cü ildə SOCAR-ın Müşahidə Şurası tərəfindən təsdiq edilmiş “Hədəf əməliyyat modeli” çərçivəsində təşkilati strukturun optimallaşdırılması

Cədvəl 3

Göstərici	2010	2013	2015	2017	2019	2021	2023	2024
Əmək xərcləri, mln. man.	555	844	1016	1317	1740	1824	2444	2711
Əməkhaqqı fondunun artım tempi, %	–	52.1	20.4	29.6	32.1	4.8	34	10.9
Orta işçi sayı, nəfər	75502	61088	52104	50424	51696	48870	48320	48069
İşçilərin sayının artım tempi, %	–	-19.1	-14.7	-3.2	2.5	-5.5	-1.1	-0.51
Bir işçiyə düşən xərclər, man./il	7 351	13816	19499	26119	33658	37324	50579	56398

Mənbə: müəlliflərin SOCAR-ın Konsolidasiya Edilmiş Maliyyə Hesabatları və Davamlı İnkişaf Hesabatlarından (2010–2024) əldə etdikləri məlumatlara əsaslanan hesablamaları

daxil idi. Bu yenidənqurma, Türkiyənin Boğaziçi Universiteti və SOCAR-ın Bakı Ali Neft Məktəbi ilə birgə layihə olan Liderlik Akademiyası vasitəsilə kadr inkişafına davam edən investisiyalarla birlikdə, kəmiyyət baxımından işçi heyətinin ixtisarlari fonunda insan kapitalının keyfiyyətə artırılması üçün hədəflənmiş strategiyani əks etdirir [13, 15].

Əmək məhsuldarlığının artım templəri, əməkhaqqı fondu və insan kapitalının istifadəsinin səmərəliyi arasındakı əlaqənin təhlili

İnsan kapitalının idarə edilməsində standart analitik tələb əmək məhsuldarlığının və əməkhaqqının artım templərini müqayisə etməkdir. Tədqiqatlarda göstəriləyi kimi, əmək məhsuldarlığı artımının əməkhaqqı artımından artıq olması genişlənmiş təkrar istehsalatın müsbət göstəricisidir [8, 12].

SOCAR-da gəlirin faizi kimi əmək məhsuldarlığı 2024-cü ilin 2009-cu illə müqayisəsi təxminən 29.3 dəfə, 2016-cı illə müqayisədə 1.7 dəfə artıb; ümumi əmək xərcləri 2010-cu illə müqayisədə 2024-cü ildə 4.9 dəfə artıb (555-dan 2711 mln. man-a); işçilərin sayı 2010-cu il səviyyəsindən təxminən 36.3 % azalıb. Bu nisbətlər təsdiqləyir ki, təhlil edilən bütün dövr ərzində SOCAR-da əmək məhsuldarlığının artım tempi əməkhaqqı fondunun artımını əhəmiyyətli dərəcədə üstələyib. Lakin bu nəticə vacib bir qeyd tələb edir: SOCAR-ın əmək məhsuldarlığı göstəriciləri əsasən qlobal neft qiymətləri ilə müəyyən edilir və yalnız daxili səmərəlik artımları ilə deyil.

Ən nümunəvi müqayisəli dövrü – 2020–2024-cü illəri (qiymətlərin normallaşdırılması mərhələləri) təhlil edərkən, hər işçiyə düşən məhsuldarlıq 975.3 min man-dan 1761.8 min man-a, əmək xərcləri isə təxminən 1.34 dəfə artmışdır. Bu əlaqə rəhbərliyin diqqəti üçün bir siqnaldır: qiymətlərin normallaşdırılması dövrlərində vahid əmək xərclərinin artımı məhsuldarlığın artımını əhəmiyyətli dərəcədə üstələyir, HCROI-ni azaldır və gəlirliliyə təzyiq göstərir.

Bu model Miçurina və digərlərinin [12] tapıntılarını çox təkrarlayır: əmək xərclərinin artmasına baxmayaraq, insan kapitalı indeksi 2022-ci ildəki 50.69-dən 2024-cü ildə 31.32-ə düşüb, çünki insan kapitalının qeyri-maddi komponentləri (təlim xərclərinin payı, sağlamlıq indeksi) əmək məhsuldarlığından daha yavaş böyüyüb. SOCAR üçün də oxşar problem insan kapitalının keyfiyyətə inkişafını sürətləndirmək ehtiyacıdır – təlimə, sərəfələrin idarə edilməsinə və innovasiyanı stimullaşdırmaqla – məhsuldarlıq artımlarının sadə-

cə fürsətçi deyil, struktur xarakter daşması üçün zəruridir.

Nəticələrin müzakirəsi

SOCAR-ın 2009–2023-cü illər üçün məlumat bazasına uyğunlaşdırılmış insan kapitalının qiymətləndirilməsi metodologiyasının tətbiqi həm analitik, həm də praktik əhəmiyyətə malik bir sıra əsas nəticələr çıxarmağa imkan verir.

1. SOCAR-ın investisiya göstəriciləri ilə ölçülən insan kapitalı mütləq şəkildə artır; lakin onun effektivliyi ekzogen əmtəə bazarı şərtlərinə çox həssasdır. Bu tapıntı neft və qaz şirkətlərinin fəaliyyəti ilə bağlı geniş ədəbiyyatla uyğundur və endogen səmərəlik meylləri ilə qiymət təsirləri arasında fərq qoyan insan kapitalının qiymətləndirilməsi metodlarının hazırlanmasının zəruriliyini vurğulayır – məsələn, HCROI və HCVA-nın neft qiymətinə uyğunlaşdırılmış versiyalarını qurmaqla [6, 12].

2. 14 il ərzində işçilərin sayının 75 502 nəfərdən 48069 nəfərə qədər sistematik şəkildə azaldılması, eyni zamanda vahid əməkhaqqının davamlı olaraq artırılması, neft şirkətlərinin idarə edilməsi üzrə beynəlxalq ədəbiyyatda sənədləşdirilmiş “kəmiyyətdən üstün keyfiyyət” yanaşmasına uyğun hədəflənmiş insan kapitalı strategiyasını təmsil edir [3]. Lakin, SOCAR-ın daxili hesabatında rəsmiləşdirilmiş insan kapitalı monitorinq alt sisteminin olmaması bu investisiyaların nəticələrinin sistematik şəkildə izlənilməməsi və ya kəmiyyət baxımından açıqlanmaması deməkdir.

3. İnsan kapitalı göstəricilərinin SOCAR-ın GRI Standartlarına uyğun olaraq tərtib edilmiş Davamlı İnkişaf Hesabatlarına inteqrasiyası bu sənədlərin investorlar, institusional tərəfdaşlar və dövlət qurumları üçün informasiya dəyərini əhəmiyyətli dərəcədə artıracaq. Çaras və Lupushor [2] tərəfindən qeyd edildiyi kimi, insan kapitalının açıqlanması getdikcə investisiya qərarları üçün əhəmiyyətli dərəcədə vacib hesab olunur və genişləndirilmiş insan kapitalı hesabatı tələbləri (2020-ci ildə qüvvəyə minib) SOCAR-ın beynəlxalq istiqrazlar buraxarkən və tərəfdaşlıqlar inkişaf etdirərkən getdikcə daha çox riayət edəcəyi yeni bir qlobal standart yaratmışdır.

4. Digər neft və qaz şirkətləri ilə müqayisə [6, 12] əhəmiyyətli struktur fərqlərini ortaya qoyur: SOCAR-ın gəliri xeyli böyükdür və beynəlxalq ticarətə daha çox inteqrasiya olunub, mənfəət dəyişkənliyi daha yüksəkdir və gəlirdə kadr xərclərinin payı (təxminən 2–3 %) yuxarıda adı çəkilən Rusiya şirkətinin payından (təxminən 7–9 %) xeyli

aşağıdır. Bu o deməkdir ki, SOCAR-ın gəlirliliyə əhəmiyyətli dərəcədə təsir etmədən, xüsusən də neft qiymətlərinin yüksək olduğu dövrlərdə, gəlir strukturunda insan kapitalına investisiya qoyulmasının payını artırmaq üçün əhəmiyyətli potensialı var.

5. SOCAR-ın 2023-cü il üzrə Davamlı İnkişaf Hesabatında yüksəkkeyfiyyətli insan kapitalı təşəbbüsləri müəyyən edilmişdir: Liderlik Akademiyası, Gənc istedadlar proqramı, Performans Mədəniyyətinin İnkişafı layihəsi və HR AI chatbotu, bəziləri 2025-ci ildə Brandon Hall Group tərəfindən qabaqcıl insan kapitalının idarə edilməsinə görə qızıl mükafatlara layiq görülmüşdür [14]. Bu təşəbbüslər ənənəvi əməkhaqqı və təlim xərclərindən kənara çıxan insan kapitalına investisiya qoyuluşu üçün perspektivli sahələri təmsil edir; onların təklif olunan metodologiyaya kəmiyyət integrasiyası gələcəkdə analitikəni əhəmiyyətli dərəcədə zənginləşdirəcəkdir.

Nəticə

Bu tədqiqatda, SOCAR-ın 15 illik konsolidasiya edilmiş maliyyə məlumatlarına (2009–2023-cü) insan kapitalının qiymətləndirilməsi üçün uyğunlaşdırılmış hərtərəfli metodologiya tətbiq olunur. Əsas nəticələr aşağıdakılardır.

1. Birbaşa xərc metodu ilə hesablanan SOCAR-ın insan kapitalı 2009-cu ildəki 456 mln. man-dan 2024-cü ildə 2711 mln. man-a qədər artaraq 5.4 dəfə artıb, eyni dövrdə işçilərin sayı isə 75502 nəfərdən 48069 nəfərə düşüb.

2. İnsan kapitalının səmərəliyinin investisiya

göstəriciləri (HCRF, HCROI, HCVA) qlobal neft qiymətləri ilə bağlı aydın tsiklik hərəkət nümayiş etdirir: pik hədlər 2014 və 2022-ci illərdə, minimum hədlər isə 2016 və 2020-ci illərdə baş verir. Qiymət amilini nəzərə almaq üçün göstəricilərin tənzimlənməsi insan kapitalının məhsuldarlığının artımında daha mülayim əsas trendi ortaya qoyur.

3. Təhlil edilən dövr ərzində əmək məhsuldarlığının artım tempi əməkhaqqı xərclərinin artımını əhəmiyyətli dərəcədə üstələyib ki, bu da genişlənmə təkrar istehsal üçün müsbət siqnaldır. Lakin, 2019-cu ildən 2023-cü ilə qədər qiymətlərin normallaşması dövründə vahid əmək xərcləri vahid məhsuldarlıqdan daha sürətli artıb ki, bu da insan kapitalının istifadəsinin səmərəliyinə struktur təzyiq göstərir.

4. SOCAR-ın rəsmiləşdirilmiş integrasiya olunmuş insan kapitalının monitorinqi altsisteminə malik deyil. Təklif olunan metodologiyanın tətbiqi – birbaşa xərclərdən istifadə etməklə xərclərin qiymətləndirilməsi, investisiya göstəriciləri və dinamik təhlil daxil olmaqla – insan kapitalının göstəricilərinin sistemli monitorinqini təmin edəcək və insan resurslarının idarə edilməsi üzrə strateji qərarların qəbul edilməsi üçün daha analitik cəhətdən ciddi əsas yaradacaq.

5. Kəmiyyət insan kapitalı göstəricilərinin SOCAR-ın dayanıqlılıq hesabatlarına integrasiyası GRI standartlarına uyğunluğu gücləndirəcək, beynəlxalq neft şirkətləri ilə müqayisəni yaxşılaşdıracaq və maraqlı tərəflərə şirkətin ən vacib strateji aktiv kateqoriyalarından biri haqqında əhəmiyyətli məlumatlar təqdim edəcək.

Ədəbiyyat siyahısı

1. *Becker G.S.* Human Capital: A Theoretical and Empirical Analysis, with Special Reference to Education. New York: National Bureau of Economic Research / Columbia University Press, 1964, p. 264.
2. *Charas S., Lupushor S.* Human Capital Transparency: The New Competitive Advantage. Financier Worldwide, 2022.
URL: <https://www.financierworldwide.com/human-capital-transparency-the-new-competitive-advantage>
3. *Fitz-enz J.* The ROI of Human Capital: Measuring the Economic Value of Employee Performance (2nd ed.). New York: AMACOM, 2009, p. 337.
4. *Fitz-enz J., Davison B.* How to Measure Human Resource Management (3rd ed.). New York: McGraw-Hill, 2002, p. 339.
5. *Hausmann R., Rigobon R.* An Alternative Interpretation of the 'Resource Curse': Theory and Policy Implications. NBER Working Paper, 2003, № 9424, p. 59.
6. *Heller P.R.P., Mihalyi D.* Massive and Misunderstood: Data-Driven Insights into National Oil Companies. Natural Resource Governance Institute Working Paper. New York: NRGI, 2019, p.72.
7. *Kozioł W., Lipke A., Tyranska M.* Non-Financial Key Performance Indicators – the Example of Human Capital Measurement. Zeszyty Naukowe Malopolskiej Wyzszej Szkoły Ekonomicznej w Tarnowie, 2014, vol. 25(2), pp. 141-151.
8. *Pravdiuk N., Pokynchereda V., Pravdiuk M.* The Human Capital of an Enterprise: Theory and Assessment Methodology. Baltic Journal of Economic Studies, 2019, vol. 5(2), pp. 176-183.
9. *Schultz T.W.* Investment in Human Capital. American Economic Review, 1961, vol. 51(1), pp. 1-17.
10. *Tordo S., Tracy B.S., Arfaa N.* National Oil Companies and Value Creation. World Bank Working Paper 2011, No. 218, pp. 148.

11. Vithana K., Jayasekera R., Choudhry T., Baruch Y. Human Capital Resource as Cost or Investment: A Market-Based Analysis. *International Journal of Human Resource Management*, 2021, vol. 34(6), pp. 1213-1245.
12. Мичурина О.Ю., Дубинина Н.А., Карлина Е.П. Адаптация методики оценки человеческого капитала для предприятий нефтегазовой отрасли // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Экономика, 2023, № 4, с. 44-57.
<https://doi.org/10.24143/2073-5537-2023-4-44-57>. EDN LIWDQX.
13. *Azernews*. SOCAR Announces Its Revenues & Profits. 2023. URL: https://www.azernews.az/oil_and_gas/218396.html.
14. *Trend.Az*. Azerbaijan's SOCAR Sets Benchmark in Human Capital Growth and Development. Trend News Agency. 2025.
URL: <https://www.trend.az/business/energy/4084805.html>.
15. *SOCAR* hesabatları <https://socar.az/az/page/hesabatlar>
16. *Dövlət Statistika Komitəsinin məlumatları* <https://www.stat.gov.az>

References

1. Becker G.S. Human Capital: A Theoretical and Empirical Analysis, with Special Reference to Education. New York: National Bureau of Economic Research / Columbia University Press, 1964, p. 264.
2. Charas S., Lupushor S. Human Capital Transparency: The New Competitive Advantage. *Financier Worldwide*, 2022.
URL: <https://www.financierworldwide.com/human-capital-transparency-the-new-competitive-advantage>
3. Fitz-enz J. The ROI of Human Capital: Measuring the Economic Value of Employee Performance (2nd ed.). New York: AMACOM, 2009, p. 337.
4. Fitz-enz J., Davison B. How to Measure Human Resource Management (3rd ed.). New York: McGraw-Hill, 2002, p. 339.
5. Hausmann R., Rigobon R. An Alternative Interpretation of the 'Resource Curse': Theory and Policy Implications. NBER Working Paper, 2003, № 9424, p. 59.
6. Heller P.R.P., Mihalyi D. Massive and Misunderstood: Data-Driven Insights into National Oil Companies. Natural Resource Governance Institute Working Paper. New York: NRGI, 2019, p.72.
7. Koziol W., Lipke A., Tyranska M. Non-Financial Key Performance Indicators – the Example of Human Capital Measurement. *Zeszyty Naukowe Malopolskiej Wyzszej Szkoły Ekonomicznej w Tarnowie*, 2014, vol. 25(2), pp. 141-151.
8. Pravdiuk N., Pokynchereda V., Pravdiuk M. The Human Capital of an Enterprise: Theory and Assessment Methodology. *Baltic Journal of Economic Studies*, 2019, vol. 5(2), pp. 176-183.
9. Schultz T.W. Investment in Human Capital. *American Economic Review*, 1961, vol. 51(1), pp. 1-17.
10. Tordo S., Tracy B.S., Arfaa N. National Oil Companies and Value Creation. World Bank Working Paper 2011, No. 218, pp. 148.
11. Vithana K., Jayasekera R., Choudhry T., Baruch Y. Human Capital Resource as Cost or Investment: A Market-Based Analysis. *International Journal of Human Resource Management*, 2021, vol. 34(6), pp. 1213-1245.
12. Michurina O.Yu., Dubina N.A., Karlina E.P. Adaptatsiya metodiki otsenki chelovecheskogo kapitala dlya predpriyatiy neftegazovoy otrasli // Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Ekonomika 2023, No. 4, s. 44-57.
13. *Azernews*. SOCAR Announces Its Revenues & Profits. 2023. URL: https://www.azernews.az/oil_and_gas/218396.html.
14. *Trend.Az*. Azerbaijan's SOCAR Sets Benchmark in Human Capital Growth and Development. Trend News Agency. 2025. URL: <https://www.trend.az/business/energy/4084805.html>.
15. *SOCAR* hesabatları <https://socar.az/az/page/hesabatlar>
16. *Dovlet Statistika Komitesinin məlumatları* <https://www.stat.gov.az>



Elçin Arif oğlu Kazımov - 60 il!

2026-cı il avqust ayının 9-da səmimi və qayğıkeş insan, t.e.d, çağdaş qazma elminin layiqli nümayəndəsi Elçin Arif oğlu Kazımovun 60 yaşı tamam olur.

Elçin Arif oğlu Kazımov 1966-cı ildə Bakı şəhərində müəllim ailəsində anadan olmuşdur. 1983-cü ildə 176 №-li orta məktəbi əla qiymətlərlə bitirdikdən sonra həmin ildə M.Əzizbəyov adına Azərbaycan Neft və Kimya İnstitutunun (indiki Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti) “Qaz-Neft-Mədən” fakültəsinə daxil olmuşdur. 1985-ci ildə ordu sıralarında hərbi xidmətə göndərilmişdir. 1987-ci ildə hərbi xidməti başa vurub, institutda təhsilini davam etdirmişdir.

1990-cı ildə institutu fərqlənmə diplomu ilə bitirdikdən sonra təyinatla ADNSU-nun “Neft və qaz quyularının qazılması” kafedrasında elmi işçi kimi əmək fəaliyyətinə başlamış, daha sonra isə akademik A.X.Mirzəcanzadənin təşəbbüsü ilə Moskva şəhərində Ümumrusiya Elmi-Tədqiqat Qazma Texnikası İnstitutunun (ВНИИГТ) əyani aspiranturasında təhsilini davam etdirmişdir.

1992–1993-cü illərdə akademik A.P.Krlov adına Ümumrusiya Elmi-Tədqiqat Neft İnstitutunda (ВНИИнефть) elmi işçi vəzifəsində çalışdığı müddətdə dissertasiya işini başa çatdırmış və 1993-cü ildə Ümumrusiya Elmi-Tədqiqat Qazma Texnikası İnstitutunun Elmi Şurasında namizədlik dissertasiya işini müvəffəqiyyətlə müdafiə etmişdir.

1994-cü ildən 2014-cü ilədək SOCAR-ın “Neftqazəlmütədqiqatlayihə” İnstitutunun “Qazma məhlulları” laboratoriyasının aparıcı elmi işçisi və müdiri, 2014-cü ildən isə “Qazma və sement məhlulları” laboratoriyasının müdiri vəzifəsində çalışır. Elmi fəaliyyəti dövründə onun rəhbərliyi və bilavasitə iştirakı ilə qazmada texnoloji məhlullar sahəsində işlənilmiş mütərəqqi texnologiyalar ölkənin quru və dəniz yataqlarında qazılan quyularda müvəffəqiyyətlə tətbiq olunmuşdur.

2010-cu ildə doktorluq dissertasiya işini müvəffəqiyyətlə müdafiə etmişdir.

2011-ci ildə qazmada nanostrukturulu sistemlərin işlənilməsi və tədqiqi üzrə nailiyyətlərinə görə E.A.Kazımov Fransanın paytaxtı Paris şəhərində “Nanoelm və nanotexnologiyalar” sahəsində UNESCO mükafatına layiq görülmüşdür.

2012-ci ildən Azərbaycan Respublikası Prezidenti yanında Ali Attestasiya Komissiyasının “Yer elmləri”, hal-hazırda isə “Texnika elmləri” bölməsinin ekspertidir.

2018-ci ildə Rusiya Təbii Elmlər Akademiyasının üzvü seçilmişdir.

Quyuların qazılması və möhkəmləndirilməsi sahəsində 150 elmi əsərin, o cümlədən 6 monoqrafiyanın, 15 Azərbaycan və Rusiya Federasiyası patentinin müəllifidir.

Elmi nailiyyətlərini Yaponiyada (Tokio, 2003), Çində (Şanxay, 2010), Vyetnamda (Xanoy, Vunqtau, Xoşimin 2011), İranda (Tehran 2014, 2016), Almaniyada (Dortmund, Düsseldorf, Aaxen 2012, 2013, 2014), Tatarıstanda (Kazan, Almetyevsk 2016, 2017), Başqırdıstanda (Ufa 2016), Özbəkistan-

da (Daşkənd 2015), Qazaxıstanda (Aktau, 2017), Moskvada (2013) təşkil olunmuş beynəlxalq konfranslarda, simpoziumlarda, sərgilərdə və seminarlarda yüksək səviyyədə nümayiş etdirmiş, əsərləri bu ölkələrin nüfuzlu elmi nəşrlərində dərc olunmuşdur.

Gənc elmi kadrların elmi biliklərə yiyələnməsində, texnika elmləri üzrə fəlsəfə doktorlarının yetişdirilməsində Elçin müəllim öz əməyini, bilik və bacarığını əsirgəmir.

Elçin müəllim Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universitetinin “Neft-qaz mühəndisliyi” kafedrasında təşkil olunan magistr dissertasiya işlərinin müdafiəsində Dövlət Attestasiya Komissiyasının sədridir.

E.Kazımov “Azərbaycan neft təsərrüfatı”, “Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море” və “Scientific Israel – Technological Advantages” jurnallarının redaksiya heyətlərinin üzvüdür.

2025-ci ildə Rusiya Təbii Elmlər Akademiyasının təsis etdiyi “Akademik Azad Mirzəcanzadə adına” Beynəlxalq mükafatla, gümüş medalla təltif olunmuşdur.

Ad günü münasibətilə əziz Elçin müəllimi səmimi qəlbdən təbrik edir, ona möhkəm cansağlığı, elmi axtarışlarında yeni nailiyyətlər arzulayırıq.

**“Azərbaycan neft təsərrüfatı” jurnalının
redaksiya heyəti və kollektivi**



İsmayıl Qədir oğlu Hüseynov – 70 il!

Azərbaycan Milli Elmlər Akademiyası nəzdində Respublika Seysmoloji Xidmət Mərkəzinin Baş elmi işçisi, texnika elmləri namizədi, əməkdar mühəndis Hüseynov İsmayıl Qədir oğlunun 2026-cı il avqust ayının 27-də 70 yaşı tamam olur.

İ.Q. Hüseynov 1956-cı ildə neftçi ailəsində anadan olub. Əmək fəaliyyətinə 1973-cü ildən “Dənizneftqazlayihə” Dövlət Elmi-Tədqiqat və Layihə İnstitutunda laborant vəzifəsindən başlamışdır. 1974-cü ildə M.Əzizbəyov adına Azərbaycan Neft və Kimya İnstitutunun (indiki Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti) Neft-mexanika fakültəsinə daxil olmuşdur. 1982-ci ildə təhsilini bitirib, “Dənizneftqazlayihə” DETLİ-də mühəndis, sonralar böyük mühəndis, elmi işçi və böyük elmi işçi vəzifələrində çalışmışdır.

1985-ci ildə İ.Q. Hüseynov Leninqrاد (indiki Sankt-Peterburq) İnşaat Mühəndisləri İnstitutunun “İnşaat mexanikası” ixtisası üzrə aspiranturanın qiyabi bölməsinə qəbul olunmuş və 1989-cu ildə təhsilini müvəffəqiyyətlə başa vurub “Dəniz stasionar platformalarının dayaq bloklarının özülünün qrunt çöküntülərinə nəzərən dəyişməsi” mövzusunda dissertasiya işini müdafiə edərək, texnika elmləri namizədi alimlik dərəcəsi almışdır. 1989-cu ildən 1992-ci ilə qədər o, “Dənizneftqazlayihə” DETLİ-də “Dəniz qurğularının tədqiqatı” laboratoriyasının müdiri vəzifəsində işləmişdir.

İ.Q.Hüseynov Günəşli, Neft Daşları və digər dəniz yataqlarının mənimsənilməsinə həyata keçirmək məqsədilə dəniz stasionar platformaları, estakadalar və yan meydançaların dayanıqlığının tədqiqatına istiqamətləndirilmiş məsələlərin həlli ilə məşğul olmuşdur. Onun bu sahədə müvəffəqiyyətlər qazanmasında illər ərzində əldə etdiyi bilik və təcrübənin böyük köməyi olmuşdur.

İ.Q. Hüseynov ilk dəfə dənizdə stasionar platforma özüllərinin quraşdırılmasında iştirak edən azsaylı mütəxəssislərdən biridir. O, 1982-ci ildən SOCAR-ın Neft və Qazçıxarma üzrə Baş idarəsinin şöbə rəisi, 1994-cü ildən “Quruda Neft və Qazçıxarma” İstehsalat Birliyinin, 2003-cü ildən isə “Az-neft” İstehsalat Birliyinin Baş mexaniki vəzifələrində çalışmışdır. Bu müddətdə İsmayıl Hüseynov “Urenqoy” qaz kəmərinin sualtı hissəsinin tikintisi zamanı sınaq işlərinə, Günəşli yatağında dərin dəniz özüllərinin tikintisindən sonra nəqli, quraşdırılma və istismarının sınaq işlərinə, “Quruda Neft və Qazçıxarma” İdarələrinin ərazilərində quraşdırılmış irihəcmli kompressor stansiyalarının, eləcə də “Oksigen” zavodunun rekonstruksiyası zamanı irihəcmli oksigen hasil edən qurğunun istismara verilməsinə və s. mühüm işlərə bacarıqla rəhbərlik edərək yüksək nəticələrə nail olmuşdur.

İ. Hüseynov 2004-cü ildən Geofizika və Geologiya İdarəsində müxtəlif vəzifələrdə işləmişdir, o cümlədən 2011-ci ildən 2021-ci ilə qədər idarənin əməyin mühafizəsi üzrə rəis müavini vəzifəsində çalışıb. Onun rəhbərliyi ilə quru və dəniz şəraitində neft-qaz yataqlarında aparılan geoloji və geofiziki tədqiqatlar beynəlxalq standartlara və SƏTƏM qaydalarına uyğun şəkildə təşkil olunmaqla müsbət nəticələr əldə edilmişdir. 2021-ci ildən 2024-cü ilə qədər “Neftqazəlmütədqiqatlayihə” İnstitutunda direktorun müşaviri vəzifəsində işləyib. Hazırda AMEA-nın nəzdində Respublika Seysmoloji Xid-

mət Mərkəzinin Baş elmi işçisi vəzifəsində çalışır.

İsmayıl müəllimin apardığı elmi tədqiqatların nəticələri 50-dən artıq elmi işdə, o cümlədən Azərbaycan və digər ölkələrdə dərc olunmuş 45-dən artıq məqalə və iki monoqrafiyada öz əksini tapmışdır. O, bir neçə ixtira və səmərələşdirici təklifin müəllifi və həmmüəllifidir. Yazılmış məqalələr və hər iki monoqrafiya dəniz stasionar platformaların gərginlik-deformasiya halı və yükləmə qabiliyyətinin tədqiqi məsələlərinə həsr edilib. Hal-hazırda İsmayıl Hüseynov kompleks geofiziki tədqiqatlarda süni intellektin tətbiqi üzrə məsələlərin həlli ilə məşğul olur.

İsmayıl Hüseynov dəfələrlə Bakı, Moskva, Sankt-Peterburq, Nyu-York, Berlin, Varşava, İstanbul, Dubay, Riqa, Yalta və dünyanın digər şəhərlərində beynəlxalq konfranslarda məruzələrlə çıxış etmiş, işgüzar səfərlər və beynəlxalq tədbirlərdə mütəxəssis kimi iştirak etmişdir.

İ.Q. Hüseynov 2005-ci ildə Respublikanın neft və qaz sənayesinin inkişafında xüsusi xidmətlərinə görə SOCAR-ın Fəxri fərmanı ilə təltif olunmuşdur. 7 noyabr 2017-ci il tarixində 2 milyardıncı ton Azərbaycan neftinin hasil olunması münasibətilə neft və qaz sənayesinin inkişafında xidmətlərinə görə İsmayıl müəllimə Azərbaycan Respublikası Prezidentinin sərəncamı ilə “Əməkdar mühəndis” fəxri adı verilmişdir. 2021-ci ildə Azərbaycan Neft və Qaz Sənayesi İşçilərinin Həmkarlar İttifaqı Respublika Komitəsi tərəfindən neft və qaz sənayesinin inkişafında xüsusi xidmətlərinə görə Fəxri Fərmanla və SOCAR tərəfindən “Fəxri Neftçi” döş nişanı ilə təltif olunmuşdur.

İsmayıl müəllim gözəl ailə başçısı, yaxşı ata, sevimli baba və çox mehriban, qayğıkeş insandır.

Hörmətli İsmayıl müəllim!

Sizi 70 illik yubileyiniz münasibətilə təbrik edir, Sizə möhkəm cansağlığı, uzun ömür və işlərinizdə müvəffəqiyyətlər arzulayırıq.

**“Azərbaycan neft təsərrüfatı” jurnalının
redaksiya heyəti və kollektivi**



Qənimət Əsəd oğlu Səfərov – 75 il!

Azərbaycanın görkəmli iqtisadçı alimi, iqtisad elmləri doktoru, professor Qənimət Əsəd oğlu Səfərovun 75 yaşı tamam olur.

Qənimət Əsəd oğlu Səfərov 11 avqust 1951-ci ildə Cəbrayıl rayonunun Qaracallı kəndində müəllim ailəsində anadan olmuşdur. Atası Allahverdiyev Əsəd Cəbrayıl rayonu N.Nərimanov adına (indi isə Əsəd müəllimin oğlu Hikmət Allahverdiyev adına) Balyand kənd orta məktəbində müəllim, dərslər hissə müdiri və direktor vəzifələrində çalışmış, sayılıb-seçilən fizika-riyaziyyat müəllimi idi. Anası Cəfərova Mənzər Umud qızı evdar qadın olmuşdur.

Qənimət Səfərov 1958-ci ildə N.Nərimanov adına Balyand kənd orta məktəbinin birinci sinfinə daxil olmuş, 1968-ci ildə həmin məktəbi əla qiymətlərlə bitirmiş və elə həmin ildə M.Əzizbəyov adına Azərbaycan Neft və Kimya İnstitutunun (indiki Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti) Mühəndis-iqtisad fakültəsinə qəbul olunmuşdur. 1973-cü ildə institutu “Neft və qaz sənayesinin iqtisadiyyatı və təşkili” ixtisası üzrə müvəffəqiyyətlə bitirmişdir.

Əmək fəaliyyətinə 1974-cü ilin aprel ayında başlamış və 1975-ci ilin may ayına qədər Azərbaycan SSR-i Mərkəzi Statistika İdarəsinin (indiki Dövlət Statistika Komitəsinin) Cəbrayıl rayon Hesablama idarəsinin Baş mühəndisi vəzifəsində, 1975–1977-ci illərdə B.Sərdarov adına Neftmaşınqayırma zavodunda böyük mühəndis vəzifəsində çalışmış, 1977-ci ilin may ayından M.Əzizbəyov adına Azərbaycan Neft və Kimya İnstitutunun “Məlumat, ölçmə və hesablama texnikası” kafedrasında işləmək üçün dəvət almış və burada 1980-ci ilin axırına kimi fəaliyyət göstərmişdir.

Elmə olan böyük həvəsi onu 1981-ci ilin yanvar ayından Azərbaycan Neft və Qaz Sənayesi Elmi-Tədqiqat və Layihə İnstitutuna gətirmiş və həmin institutda “İqtisadi Tədqiqatlar” şöbəsinin əyani aspiranturasına qəbul olunmuşdur. Aspiranturada təhsil aldığı müddətdə institutda mühəndis, kiçik elmi işçi vəzifələrində çalışmışdır. Elmi işini bir il yarım başa çatdırsa da ondan asılı olmayan müəyyən səbəblərdən müdafiəsi gecikmişdir. Q.Səfərov 1986-cı ilin oktyabrında Ufa Neft İnstitutunun İxtisaslaşdırılmış Şurasında dissertasiya işini uğurla müdafiə etmiş və ona iqtisad elmləri namizədi alimlik dərəcəsi verilmişdir.

Qənimət Səfərov sonralar adı çəkilən şöbədə elmi işçi, böyük elmi işçi, 1990–1996-cı illərdə “Neft yataqlarının işlənməsinin iqtisadiyyatı” laboratoriyasının müdiri, 1996–2003-cü illər həmin institutun direktorunun İqtisadiyyat sahəsində elmi işlər üzrə müavini vəzifələrində çalışmış, 2003-cü ildən 2006-cı ilin may ayına qədər Qobustan Kəşfiyyat Qazma İşləri idarəsi və Abşeron Qazma İşləri idarələrində böyük mühəndis kimi fəaliyyət göstərmişdir.

Q. Səfərov 2005-ci ilin iyun ayında Azərbaycan Dövlət Neft Akademiyasında “Neftqazçıxarma-da istehsal səmərəliliyinin iqtisadi problemləri və onların həlli yolları” mövzusunda iqtisad elmləri doktoru alimlik dərəcəsi almaq üçün dissertasiya işini müdafiə etmiş və bu dərəcəyə layiq görülmüş, 2006–2014-cü illərdə ADNA və Sumqayıt Dövlət Universitetinin professoru vəzifəsində çalışmışdır.

Q.Səfərov 2006-cı ilin may ayından 2007-ci ilin aprel ayına qədər Azərbaycan Dövlət Neft və Qaz Sənayesi Elmi-Tədqiqat və Layihə İnstitutunun “İqtisadi Tədqiqatlar” şöbəsində Baş elmi işçi, 2007-ci ilin aprel ayından isə “Neft-qaz kompleksinin iqtisadi və sosial problemləri” şöbəsinin müdiri vəzifəsində çalışmışdır.

2009-cu ildə Neft Sənayesində mövcud olan iki Tədqiqat institutunun birləşməsi ilə “Neftqazelmütədqiqatlayihə” İnstitutu yaradılmış və professor Qənimət Səfərov “Layihələrin iqtisadi qiymətləndirilməsi” şöbəsinin müdiri vəzifəsinə təyin olunmuşdur. Bu vəzifədə 2014-cü ilin avqust ayına kimi fəaliyyət göstərmişdir.

Professor Q.Səfərov 2014–2021-ci illərdə Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universitetində “Sənaye iqtisadiyyatı və menecment” kafedrasının müdiri, 2022-ci ilin aprel ayından sentyabr ayına qədər kafedranın professoru kimi fəaliyyət göstərmişdir.

2020-ci ildə Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universitetinin 100 illik yubileyi münasibətilə Respublika Prezidentinin sərəncamı ilə Qənimət müəllim “Tərəqqi” medalı ilə təltif olunmuşdur.

Qənimət Səfərov 2022–2024-cü illər ərzində Azərbaycan Əmək və Sosial Münasibətlər Akademiyasında kafedra müdiri vəzifəsində çalışmışdır.

Q.Səfərov 2024-cü ilin sentyabrından bu günə kimi ADNSU-nun “Sənayenin iqtisadiyyatı” (indiki “İqtisadiyyat”) kafedrasının professorudur.

Professor Q.Səfərov 1998-ci ildə Amerika İnsan Hüquqları Departamenti İnstitutunun təşkil etdiyi bir illik kursu bitirmiş və ona “Layihələrin idarə edilməsi” üzrə Beynəlxalq Sertifikat verilmiş, 1999-cu ildə isə “Tasis” Proqramına aid kursu bitirmiş və Böyük Britaniyanın Oksford Universitetində Xüsusi kurs keçmiş, ona “Layihələrdə qərarların qəbulu”, “Layihə menecmenti”, “Kapital qoyuluşunun idarə edilməsi” ixtisasları üzrə Beynəlxalq Sertifikatlar verilmişdir.

Yataqların birgə işlənməsində Çin Xalq Respublikası və Azərbaycan Respublikası arasındakı razılığa əsasən Qənimət Səfərov 2001-ci ildə həmin Dövlətin dəvəti ilə Pekinə ezam olunmuş və “Şen-Li LTD” Şirkəti ilə sazişin hazırlanmasında Ekspert kimi iştirak etmişdir.

Professor Qənimət Səfərov müxtəlif illərdə Bakı Dövlət Universitetində “İqtisadi tədqiqatlarda iqtisadi-riyazi üsulların tətbiqi” ixtisası üzrə fəaliyyət göstərən İxtisaslaşdırılmış Dissertasiya Şurasının üzvü olmuşdur. Azərbaycan Respublikası Prezidenti yanında Ali Attestasiya Komissiyasında (AAK) İqtisadiyyat sahəsi üzrə Ekspert şurasının sədr müavini və sədri kimi çalışmış, ADNA-da fəaliyyət göstərən Dissertasiya Şurasının həmsədri, daha sonra ADNSU-nun nəzdində fəaliyyət göstərən Dissertasiya Şurasının sədr müavini və Elmi Seminarın sədri kimi fəaliyyət göstərmişdir. Hazırda AR Prezidenti yanında AAK-ın İqtisadiyyat sahəsində Ekspert Şurasının Eksperti kimi çalışır.

Q. Səfərovun tədqiqat sahəsi çoxtərəflidir. O, layihələndirmədə neft yataqlarının işlənməsinin layihələndirilməsinin iqtisadi əsaslandırılması; optimal işlənmə variantının iqtisadi əsaslandırılması; yatağın istismarının rentabellik həddinin müəyyən edilməsi; kapital qoyuluşu və istismar xərclərinin hesablanması alqoritm; material resurslarının sərfinin normalaşdırılması və ehtiyatlarının əsaslandırılması; avadanlıqların istismar müddətinin müəyyən edilməsi; quyuların fəaliyyətsiz fondan istismara daxil edilməsinin rəqləşdirilməsi; quyuların istismarının rentabellik həddinin müəyyən edilməsi; neft-qaz hasilatında məhsul vahidinin maya dəyərinin təyin edilməsi; neft-qaz sənayesində göstəricilərin modelləşdirilməsi; neft-qaz sənayesində investisiyanın idarə edilməsi, investisiya variantlarının işlənilməsi və iqtisadi əsaslandırılması; layihələrin ətraf mühit amillərinə həssaslığının təh-

lili; neftqazçıxarmada əsas kapitaldan istifadənin səmərəlilik göstəriciləri; quyuların əsaslı təmirinin iqtisadi səmərəliyinin təyini; məhsulun keyfiyyəti, istehsal xərcləri və qiymət arasındakı əlaqənin öyrənilməsi; dalma nasosları istismar üsulunda istehsal xərclərinin təyini; hasilatın intensivləşdirilməsi üsullarının məhsul vahidi xərclərinə təsirinin tədqiqi; neft veriminin artırılmasının iqtisadi səmərəliyinin təyini; istismar quyularının qazılması səmərəliyinin tədqiqi; neft hasilatına çəkilən xərclərin quyu debitindən asılılığının tədqiqi; neftqazçıxarmada Kobb-Duqlas istehsal funksiyasının tətbiqi imkanlarının tədqiqi; neft-qaz sənayesinin səmərəliyinin təhlili modellərinin işlənilməsi; yataqlarda “ağıllı” texnologiyanın tətbiqinin iqtisadi səmərəliyinin təhlili; çətin çıxarıla bilən neft ehtiyatlarının işlənilməsinin iqtisadi məsələləri; neft sənayesində fəaliyyətin səmərəliyinin sistemli təhlili; neft kompaniyasının fəaliyyəti və potensial imkanlarının modelləşdirmə əsasında qiymətləndirilməsi; dayanıqlı inkişaf konsepsiyasına istiqamətlənən neft-qaz layihələrinin idarə edilməsi; neft hasilatı, qiymət və onların digər amillərlə qarşılıqlı əlaqəsi; insan kapitalı və onun dayanıqlı iqtisadiyyatın formalaşmasında rolu; sənayenin investisiya-texnoloji inkişafı; insan kapitalının qiymətləndirilməsində ölçü sistemlərinin tədqiqi; neft hasilatı həcmnin kompaniyanın əsas göstəricilərindən asılılığının modelləşdirilməsi; neft-kimya müəssisələrində insan kapitalı və ondan istifadənin yaxşılaşdırılması imkanları və s. kimi məsələlərin həllində özünəməxsus yanaşmalar təklif etmiş və nəticələr əldə etmişdir.

Qənimət Səfərov 9 monoqrafiya, 2 dərslik, 5 dərs vəsaiti, 250-dən çox məqalənin müəllifidir və dünyanın bir sıra ölkələrində elmi məruzələrlə çıxış etmişdir. Onun elmi rəhbərliyi ilə 25 nəfərdən çox fəlsəfə doktoru, o cümlədən 1 nəfər Yəmən Respublikası, 4 nəfər Qazaxıstan və 2 nəfər Özbəkistan Respublikalarının vətəndaşı uğurla müdafiə edərək fəlsəfə doktoru alimlik dərəcəsini almışlar.

Qənimət Səfərov “Azərbaycan neft təsərrüfatı” və Ukraynanın İvano-Frankovsk Neft institutunda fəaliyyət göstərən Elmi jurnalların redaksiya heyətinin üzvüdür.

Hazırda Qənimət müəllimin elmi rəhbərliyi ilə 4 nəfər elmlər doktoru dissertasiya işi üzərində çalışır.

Professor Qənimət Səfərovun elmi işləri Scopus və WoS platformalarına daxil olan elmmetrik jurnallarda dərc edilmişdir.

Qənimət müəllimin iki övladı və beş nəvəsi vardır.

Hörmətli Qənimət müəllim!

Sizi 75 illik yubileyiniz münasibətilə səmimi qəlbdən təbrik edir, Sizə möhkəm cansağlığı, və həmişə olduğu kimi, elmi-pedaqoji fəaliyyətinizdə uğurlar arzulayırıq.

**Hörmətlə,
“Azərbaycan neft təsərrüfatı” jurnalının
redaksiya heyəti və kollektivi**