

AZƏRBAYCAN ALİ TEXNİKİ MƏKTƏBLƏRİNİN XƏBƏRLƏRİ

PROCEEDINGS OF AZERBAIJAN HIGH TECHNICAL EDUCATIONAL INSTITUTIONS

ВЕСТНИК ВЫСШИХ ТЕХНИЧЕСКИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА

VOLUME 17 ISSUE 06 2022

CİLD 17 BURAXILIŞ 06 2022

Platform &
workflow by
OJS/PKP



The beautiful thing about learning is nobody can take it away from you—B. B. King

E-ISSN: 2674-5224, DOI: 10.36962/PAHTEI

AZƏRBAYCAN ALİ TEXNİKİ MƏKTƏBLƏRİNİN XƏBƏRLƏRİ

PROCEEDINGS OF AZERBAIJAN HIGH TECHNICAL EDUCATIONAL INSTITUTIONS

ВЕСТНИК ВЫСШИХ ТЕХНИЧЕСКИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА

VOLUME 17 ISSUE 06 2022

CİLD 17 BURAXILIŞ 06 2022

**JOURNAL INDEXING
CROSSREF**

EESTI, TALLINN 2022



ISSN: 1609-1620, E-ISSN: 2674-5224

PAHTEI

REFEREED & REVIEWED JOURNAL

E-ISSN: 2674-5224

VOLUME 17 ISSUE 06 2022

Editor-in-chief: Mustafa Babanlı.
Deputy of editor-in chief: Latafat Gardashova.
Publisher Management Board Member: Mehriban Ismayilova.
Publisher Technical & Reviewer Team Manager: Javahir Gasimova.

Baş redaktor: Mustafa Babanlı.
Baş redaktorun müavini: Lətafət Qardaşova
Nəşriyyatın İdarə Heyətinin Üzvü: Mehriban İsmayilova
Nəşriyyatın Texniki və Resenzerent Qrupun Meneceri: Cəvahir Qasimova.

©Publisher: Azerbaijan State Oil and Industry University. İ/C 1400196861 (Azerbaijan).
Rector: Mustafa Babanlı. Doctor of Technical Sciences. Professor.
Registered address: 20, Azadlig pr., Baku, Azerbaijan, AZ1010.
©Editorial office: 20, Azadlig pr., Baku, Azerbaijan, AZ1010.
©Typography: Azerbaijan State Oil and Industry University İ/C 1400196861 (Azerbaijan).
Registered address: 20, Azadlig pr., Baku, Azerbaijan, AZ 1010.

©Nəşriyyat: Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti. VÖEN 1400196861 (Azərbaycan).
Rektor: Mustafa Babanlı. Texnika Elmləri Doktoru. Professor.
Qeydiyyat ünvanı: Azadliq prospekti, 20. Bakı Azərbaycan, AZ1010.
©Redaksiya: Azadliq prospekti, 20. Bakı Azərbaycan, AZ1010.
©Mətbəə: Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti VÖEN 1400196861 (Azərbaycan).
Qeydiyyat Ünvanı: Azadliq prospekti, 20. Bakı Azərbaycan, AZ1010.

©Publisher: ICRET. MTÜ (Estonia, Tallinn), R/C 80550594.
Director and Founder: Seyfulla İsayev (Azerbaijan).
Deputy and Founder: Namiq İsayev. PhD in Business Administration. (Azerbaijan).
©Editorial office / Redaksiya: Harju maakond, Tallinn, Kesklinna linnaosa, Narva mnt 5, 10117
Telephones / Telefonlar: +994 55 241 70 12; +994 51 864 88 94
Website/Veb səhifə: <https://bsj.fisdd.org/>; <https://scia.website/>
E-mail: sc.mediagroup2017@gmail.com

©Nəşriyyat: MTÜ Beynəlxalq Tədqiqat, Təhsil & Təlim Mərkəzi. Q/N 80550594.
Direktor və Təsisçi: Seyfulla İsayev (Azərbaycan).
Direktorun müavini və Təsisçi: Namiq İsayev. PhD. Biznesin İdarə Olunması. (Azərbaycan).

E-ISSN: 2674-5224; DOI: 10.36962 / PAHTEI
PROCEEDINGS OF AZERBAIJAN HIGH TECHNICAL EDUCATIONAL INSTITUTIONS

Accepted for publication in this edition 18.05.2022



©LLC ASOİU, MTÜ IRETC. All rights reserved. Reproduction, store in a retrieval system, or transmitted in any form, electronic of any publishing of the journal permitted only with the agreement of the publishers. The journal is published and is shared in soft copy only. Publishing the journal in hard copy is prohibited. The editorial board does not bear any responsibility for the contents of advertisements and papers. The editorial board's views can differ from the author's opinion. The journal published and issued by The Southern Caucasus Media.



**TABLE OF CONTENTS**

Cavidə Dəmirova, Vüqar Əbilov ANTİKORROZİYA ÖRTÜKLƏRİNİN AVTOMATLAŞDIRILMIŞ İSTEHSAL SİSTEMİ ...	06
Timur Aliyev, Andrey Kolotilin AN EVALUATION OF THE GUIDED WAVE RADAR LEVEL TRANSMITTER'S PERFORMANCE IN INTERFACE MEASUREMENTS	14
Səidə Şixalizadə, Adnan Axundov BANKLARDA İNFORMASİYA TEXNOLOGİYALARININ İSTİFADƏSİ XÜSUSİYYƏTLƏRİ	24
Mehparə Adıgözəlova, Elnur Əlizadə, Fəhmin Əzizli DEEMULQATORUN NEFTİN REOLOJİ XASSƏLƏRİNƏ TƏSİRİNİN TƏDQIQI	33
Elton Babayev, Gulara Imanova ENVIRONMENTAL PROTECTION IN THE CONSTRUCTION OF THE PIPELINES	39
Elvin Babazadə, Şahin İsmayilov CALCULATION OF BALANCE RESERVES OF COMPOSITION AND COMPONENTS OF GAS RESERVOIR	45
Turkan Gurbanova, Samir Askarov CONTINUATION OF CONNECTIONS BY OIL PIPELINES WITH RESTORATION OF WELLHEAD PRESSURE OF OIL EXTRACTION OF PRODUCTION WELLS FROM OIL AND GAS OFFSHORE FIELDS	54
Faiq Osmanov, Əmir Mustafayev ŞAXƏLİ QUYULARDA YAN LÜLƏNİN QAZILMASI ÜÇÜN FIRLANARAQ İDARƏ OLUNAN SİSTEM	61
Камран Сулейманов ЗАДАЧИ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭЭС, ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ИНТЕГРАЦИИ ИИС SCADA/EMS И PMU	71
Tağı Tağıyev, Səbuhi Əhmədov “QƏRBI-ABŞERON” YATAĞINDA 10 ƏDƏD İSTİSMAR QUYUSUNUN QAZILMASI ÜÇÜN 10 SAYLI STASIONAR DƏNİZ ÖZÜLÜNÜN TIKINTISI	79
Tofiq Səmədov, Fərahim Sadıqov QAZ VƏ QAZ-KONDENSAT QUYULARININ MƏHSULDARLIĞININ ARTIRILMASI YOLLARI	87



Гюлбала Алескеров, Сабухи Нариманлы, Игбал Насибли О ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЦЕНОК ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	93
Rashad Suleymanzade IMPACTS OF COVID-19 ON TAX REVENUES AND CHANGES IN TAX POLICY IN AZERBAIJAN	100
Mehparə Adıgözəlova, Vəli Nurullayev, Reyhan Nurməmmədova YÜKSƏKÖZLÜLÜKLÜ NEFTLƏRİN HAZIRLANMASI VƏ NƏQLİNƏ KİMYƏVİ REAGENTLƏRİN TƏSİRİNİN TƏDQIQI	108
Aytac Hüseynli, Müşrəvan Əliyev AZƏRBAYCAN RESPUBLİKASININ ƏMƏK BAZARININ XARİCİ ÖLKƏLƏRLƏ MÜQAYİSƏLİ TƏHLİLİ	117
Gülbala Ələsgərov, Murad Azadlı, Abbasəli Zeynalov, Hübət Şükürov QARADAĞ YERALTI QAZ ANBARININ HERMETİKLƏŞDIRİLMƏSİ	128
Ziya Hüseynov, Azad Bağrov MAILI QUYU LÜLƏSİNİN ƏYİLMƏSİNƏ TƏSİR EDƏN AMİLLƏRİN TƏDQIQI	134
Мадат Гараев, Махмуд Мамедов, Гафар Исмаилов ПРОБЛЕМЫ ПАРАФИНОВ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ СЫРОЙ НЕФТИ	142
Natəvan Həsənova RƏQABƏTQABİLİYYƏTLİYİN ARTIRILMASINDA İNNOVASİYALARDAN İSTİFADƏNİN BEYNƏLXALQ TƏCRÜBƏSİ VƏ ONUN AZƏRBAYCANDA İSTİFADƏSİ İMKANLARI	149
Нюбар Гулиева СНИЖЕНИЕ СТЕПЕНИ СВОБОДЫ ЧЕТЫРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ РЕАКТОР-РЕГЕНЕРАТОР, ДЛЯ ВИЗУАЛИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ДЕГИДРИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ	156
Elman İskəndərov, Nurlan Emiraslanlı DƏNİZ SUALTI QAZ-KONDENSAT KƏMƏRLƏRİNİN HİDRAVLİK HESABLANMASI	165
Röyal Yusibov, Tofiq Səmədov ÇIXARILAN EHTİYATLARIN MƏLUMATLARINA ƏSASƏN KARBOHİDROGEN ƏMSALLARININ PROQNOZU	170



Rza Behbudov, Shahin Ismayilov DETERMINATION OF THE INSIDE DIAMETER AND CAPACITY OF A VERTICAL GRAVITY SEPARATOR	175
Shahriyar Baghirov EVALUATION METHOD OF IMPACT OF GAS-MOTOR COMPRESSOR DESIGNS ON THE AMPLITUDE OF GAS PULSATIONS IN DISCHARGE LINES	180
Shahruz Eyyubzade, Sabuhi Ahmadov CONSTRUCTION OF STATIONARY SEABED NO. 760 FOR DRILLING 10 PRODUCTION WELLS IN THE DARWIN BANK FIELD	188
Səbuhi Əhmədov, Ülfət Tağızadə “BULLA-DƏNİZ” YATAĞINDA 2A SAYLI QAZ YIĞIM MƏNTƏQƏSİ	193
Nərgiz Mustafayeva, Ülvi Abdullayev NEFTİN SUDAN AYRILMASI ÜSULLARI	199
Asif Yusifli, Aziz Mammadov JOINT DEVELOPMENT: OIL AND GAS RESOURCES	206
Vusal Zərbəliyev, Shahin Ismayilov DETERMINATION OF THE MINIMUM GAS FLOW RATE REQUIRED FOR COMPLETE REMOVAL OF CONDENSATE FROM THE WELL IN GAS-CONDENSATE WELLS	215
Korkhmaz Abilov, Shahin Ismayilov COMPLICATIONS IN THE OPERATION OF OFFSHORE CONDENSATE WELLS AND THE CHOICE OF METHODS TO COMBAT THEM	220



AUTOMATED SYSTEM OF PRODUCTION OF ANTI-CORROSION COATINGS

¹Javida Damirova, ²Vugar Abilov

^{1,2}ASOIU, ^{1,2}Department of Electronics and automation, ¹PhD, ²master's student

E-mail: ¹cavida.damirova@asoiu.edu.az; ²ebilov.1996@bk.ru

ABSTRACT

The main purpose of the study is to analyze the directions of automating the process of obtaining anti-corrosion coatings of various metal structures and pipes from corrosion, process equipment, automation tools and systems, choosing the appropriate system structure, and determining its working algorithm. The parameters and necessary automation tools required to automate the production of coatings that increase the corrosion resistance of metal parts and pipes were analyzed, technological process automation tools were determined, the control system structure was developed, the working principle and description of the algorithm of individual blocks presented. It is shown that the optimal control of the production process of such coatings determines the structure of the proposed control system, which measures the main parameters of the process: pressure, viscosity, temperature, weight (mass) and density, time constants and determination of quality indicators. The system is two-tier, and at the local level the process itself is controlled directly by a programmable logic controller. The main quality indicators of the produced anti-corrosion coating material are determined by the laboratory method. In this case, the choice of control system, which provides direct control and management of the technological process: engine, valves and solenoid contactors (electric switches), valves and relays depends on the characteristics of the input-output module of the applied controller and the power of the control circuit. An expedient of coordination the output signals of the transmitters and sensors used in the measurement with the relevant module of the controller and to ensure that the analog-to-digital conversion is performed under optimal conditions was noted. Due to the high temperature in the technological process, the requirements for high temperature resistance of transmitters of temperature and other quantities and meeting the criteria of minimum measurement error in a given range were investigated. The application of mathematical modeling methods, especially simulation modeling, in solving the problem of automation of such technological processes accelerates the creation of adequate models for optimal process management and the development of the necessary algorithms, increasing the efficiency of the control system and management itself. In this regard, it is recommended to use the Simulink package, which provides greater research visibility.

In this regard, it was recommended to use the Simulink package, which provides greater research visibility, to study the stability of the overall control system by changing the settings and task values during modeling, and the effectiveness of the application of the control circuit with different configurations.

Keywords: anti-corrosion coating, pipe, technological process, control, parameter, system



ANTİKORROZIYA ÖRTÜKLƏRİNİN AVTOMATLAŞDIRILMIŞ İSTEHSAL SİSTEMİ

¹Cavida Dəmirova, ²Vüqar Əbilov

^{1,2}Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, ^{1,2}Elektronika və avtomatika kafedrası, ¹t.ü.f.d., dosent, ²magistr
E-mail: ¹cavida.damirova@asoiu.edu.az; ²ebilov.1996@bk.ru

XÜLASƏ

Tədqiqat işinin əsas məqsədi müxtəlif metal konstruksiya və boruların korroziyadan mühafizə edilməsi üçün antikorroziya örtüklərinin istehsalı prosesinin avtomatlaşdırılması istiqamətlərinin, texnoloji avadanlığın, avtomatlaşdırma vasitələri və sistemlərinin təhlili, müvafiq sistemin strukturunun seçilməsi, onun iş alqoritminin müəyyən olunmasıdır. Metal hissə və boruların korroziyaya davamlılığını yüksəldən örtüklərin istehsalının idarə edilməsini avtomatlaşdırmaq üçün tələb olunan parametrlər və zəruri avtomatlaşdırma vasitələri təhlil olunmuş, texnoloji prosesin avtomatlaşdırılması vasitələri müəyyən olunmuş, idarəetmə sisteminin strukturu işlənmiş, ayrı-ayrı blokların iş prinsipi və alqoritmi şərh olunmuşdur. Göstərilmişdir ki, bu cür örtüklərin istehsal prosesinin optimal idarə edilməsi prosesin əsas parametrləri olan təzyiqlik, qatılıq, temperatur, çəki (kütlə) və sıxlığın ölçülməsini, zaman sabitləri və maddənin keyfiyyət göstəricilərinin təyin olunması təklif olunan idarəetmə sisteminin strukturunu müəyyən edir. Sistem iki səviyyəli olub, lokal səviyyədə prosesin özü bilavasitə proqramlaşdırılan məntiqi kontrollerlə idarə olunur. İstehsal edilən antikorroziya örtüyü maddəsinin əsas keyfiyyət göstəriciləri laboratoriya üsulu təyin olunur. Bu zaman idarəetmə sistemində texnoloji prosesə bilavasitə nəzarət və idarəetməni təmin edən: mühərrik, klapan və elektromaqnit kontaktorlar (elektrik açarları), ventillər, relelərin seçilməsi tətbiq olunan kontrollerin giriş-çıxış modulunun xarakteristikalarından və idarəetmə dövrəsinin gücündən asılı olub, idarəetmə effektivliyini təmin etmək üçün texnoloji parametrlərin ölçülməsində istifadə olunan verici və sensorların çıxış siqnalını həmin kontrollerin müvafiq modulu ilə uzlaşdırmaq və analoq-rəqəm çevirməsinin optimal şərtlərə uyğun yerinə yetirilməsini təmin etmək məqsədəuyğunluğu qeyd olunmuşdur. Texnoloji prosesdə temperatur yüksək olduğu üçün temperatur və digər kəmiyyətlərin vericilərinin yüksək temperatura davamlılığı və verilmiş diapazonda xətasız işləməsi meyarlarının ödənilməsi tələbləri araşdırılmışdır. Bu növ texnoloji proseslərin avtomatlaşdırılması məsələsini həll edərək riyazi modelləşdirmə üsullarının, xüsusi ilə də simulyasiya modelləşdirməsinin tətbiq edilməsi prosesin optimal idarə edilməsi üçün adekvat modellərin yaradılmasını və zəruri alqoritmlərin işlənməsini sürətləndirir, idarəetmə sisteminin və idarəetmənin özünün effektivliyini yüksəltməyə imkan verir. Bu baxımdan daha geniş tədqiqat əyaniliyi təmin edən Simulink paketindən istifadə edilməsi, modelləşdirmə zamanı sazlamaların və tapşırıq qiymətlərinin dəyişdirilməsi ilə ümumi idarəetmə sisteminin dayanıqlığının, müxtəlif konfigurasiyaya malik tənzimləmə dövrəsinin tətbiqi səmərəliliyinin tədqiq olunması tövsiyə olunmuşdur.

Açar sözlər: antikorroziya örtüyü, boru, texnoloji proses, idarəetmə, parametr, sistem

Giriş: Sənaye müəssisələrinin, konstruksiyaların və texnoloji avadanlıqlarının ömrünün artırılması iqtisadi inkişafın müasir şəraitində xüsusi aktualıq kəsb edir. Bu problemi həll etmək üçün həmin materiallara aqressiv təsirin azaldılmasını təmin və ya istisna etməklə struktur

elementlərin xidmət müddətini uzatmağa imkan verən qoruyucu örtüklərin istehsal edilməsi və tətbiqini təkmilləşdirmək lazımdır.

Qoruyucu örtüklərin istifadəsinə ehtiyac olduğu əsas sahələr nəqliyyat, neft və kimya sənayesi, inşaatdır ki, burada struktur elementlər və avadanlıq su, turşu, həmçinin qələvilərin təsirinə məruz qalır.

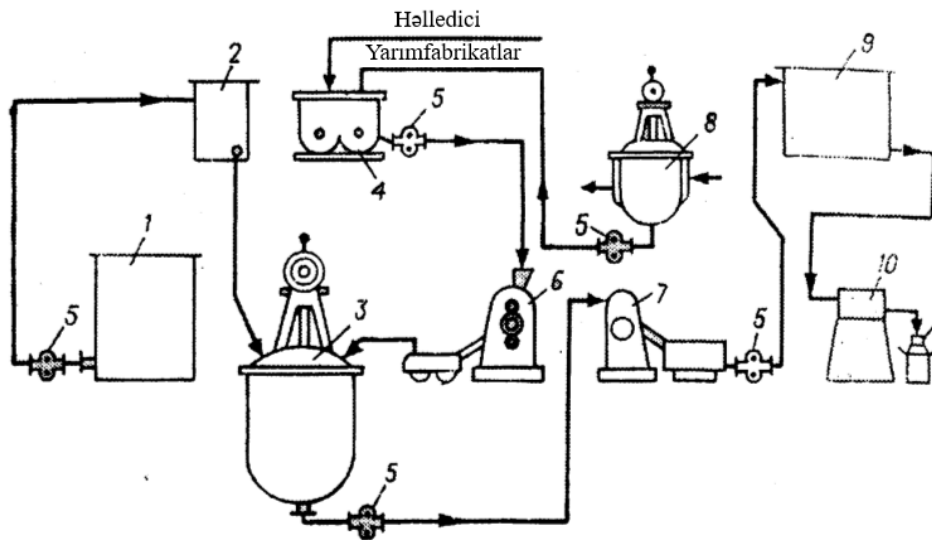
Məhsul istehsalının əhəmiyyətli dərəcədə artırılması, məhsul və məmulatların keyfiyyətinin yüksəldilməsi, sənaye məhsullarının istehsalında maddi, enerji və əmək ehtiyatları məsrəfinin azaldılması, məhsul, məmulat və materiallara xüsusi xassələrin aşılması xalq təsərrüfatının əsas inkişaf istiqamətlərindən biridir.

Hal-hazırda müxtəlif şirkətlər tərəfindən müxtəlif növ lak-boya izolyasiya maddələri və materialları istehsal olunur [9,10]. Antikorroziya (korroziya əleyhinə) örtükləri xalq təsərrüfatında metalların korroziyadan mühafizə edilməsi üçün mühüm vasitəsi kimi, metal məmulatlarının dekorativ işlənməsində, eləcə də antikorroziya örtüklərin digər qiymətli xassələrindən özünəməxsus - spesifik istehsal şəraitində səmərəli istifadə oluna bilən bir çox digər hallarda geniş istifadə olunur [7].

Antikorroziya örtüyü istehsalının texnoloji sxemi şəkil 1-də göstərilmişdir. Şəkildə göstərilmiş texnoloji sxem aşağıdakı tərkib hissələrdən – blok, modul və avadanlıqlardan ibarətdir: 1 - lateksin saxlanması üçün tutum; 2 – ölçmə qabı; 3 – Qatışdırıcı; 4 - Qarışdırıcı; 5 – nasoslar; 6 – dezintegrator (boyağı xırdalamaq üçün); 7 – yoğurucu maşın; 8 – yarımfabrikat hazırlayan maşın; 9 – tutum; 10 – dozator.

Texnoloji proses 1 çəmindən lateksin 2 ölçmə qabına, oradan isə 3 qatışdırıcı çəninə verilməsi ilə başlayır. Bu çənə 4 qarışdırıcısından həlledici ilə qarışdırılmış yarım fabrikatlar verilir. 3 çəmində alınmış qatışıq 7 yoğurucu maşınına oradan isə 9 tutumuna yönəldilir, 10 dozatoru vasitəsilə qablaşdırma yerinə yetirilir.

Hal-hazırda korroziya əleyhinə iş praktikasında, tərkibində çoxkomponentli sistemlər olan müxtəlif növ emallar, boyalar, mastikalar, polimer məhlulları və epoksid bağlayıcılara əsaslanan polimer maddələr istifadə olunur [1].



Şəkil 1. Antikorroziya örtüyü istehsalının texnoloji sxemi.

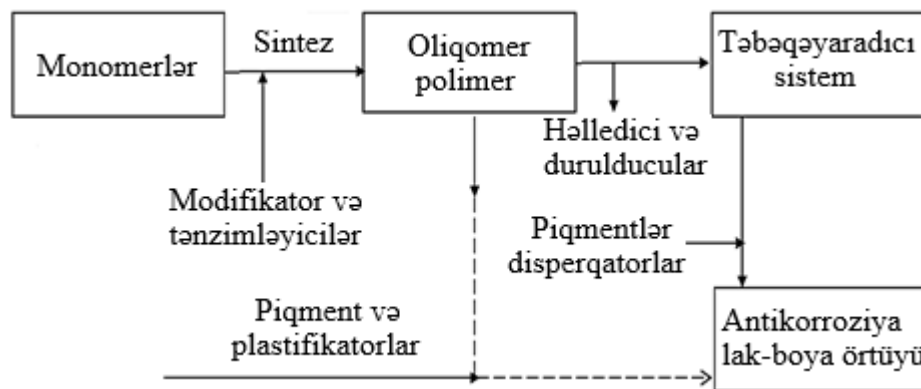
Bu baxımdan antikorroziya örtüklərinin istehsalının texnoloji xüsusiyyətləri təhlili əsasında texnoloji prosesin avtomatlaşdırılması zamanı həll olunacaq məsələlər müəyyən edilməlidir. İstismarda olan məmulatların, o cümlədən müxtəlif ölçülü və diametrlı boruların korroziyadan etibarlı qorunması müvafiq olaraq, bu qorunmanı təmin edən yeni maddə və materialların – lak və boyaların, izolyasiya materiallarının yaradılmasını, səmərəliliyi yüksəltmək üçün bu vasitələrin istehsal prosesinin optimal idarə edilməsi məqsədilə idarəetmə sisteminin işlənməsini təkidlə tələb edir.

Məqsəd: Hal-hazırda korroziya əleyhinə iş praktikasında, tərkibində çoxkomponentli sistemlər olan müxtəlif növ emallar, boyalar, mastikalar, polimer məhlulları və epoksid bağlayıcılara əsaslanan polimer maddələr istifadə olunur [1]. Bu baxımdan antikorroziya örtüklərinin istehsalının texnoloji xüsusiyyətləri təhlili əsasında texnoloji prosesin avtomatlaşdırılması zamanı həll olunacaq məsələlər müəyyən edilməlidir.

Antikorroziya örtüklərinin istehsalının mövcud idarəetmə sisteminin əsas çatışmazlığı sistemin avtomatlaşdırma səviyyəsinin praktiki olaraq aşağı olmasıdır, çünki bəzi proseslər lokal tənzimləyicilər tərəfindən idarə olunur, bəziləri operator tərəfindən uzaqdan idarə olunur və proseslərin bir hissəsi əl ilə idarə olunur ki, bu da təbii olaraq keyfiyyətə və idarəetmə səmərəliliyinə təsir göstərir.

Hər bir texnoloji prosesdə olduğu kimi, antikorroziya örtüklərinin istehsalı prosesində yüksək temperatur, təzyiqlər, aqressiv mühiti təşkil edən maddələr və onların optimal qarışığının alınması üçün xüsusi qarışdırıcı tutumlarda komponent maddələrin, həmçinin hazır məhsulun çəkisinin, qatılığının ölçülməsi, onların nəqli və nəhayət, qablaşdırılması məsələləri həll edilməlidir. Texnoloji prosesin gedişində həmçinin qatışdırılan maddələrin dozasının təyin edilməsi məsələsi həll olunmalı, bəzi maddələrin xırdalanması üçün xüsusi dezintegratorların (dəyirmanların) tətbiqi imkanları araşdırılmalıdır.

Monomer, oliqomer və polimerin lak-boya materialına çevrilməsi prosesinin texnoloji sxemi şəkil 2-də təqdim edilmişdir.



Şəkil 2. Lak-boya materialının alınması prosesinin texnoloji sxemi

Texnoloji sxemdə antikorroziya örtük materialının – lak boyanın alınması üçün monomer, oliqomer və polimerin (bir və çox molekuldu plastik maddələr) emalının sadələşdirilmiş texnoloji prosesi göstərilmişdir. Göründüyü kimi, burada sintez prosesləri gedir, bu zaman həllədiçi və durulducu maddələrdən, sintezdə iştirak edən maddələrin molekul tərkibinin dəyişməsinə təmin



edən modifikatorlar, sintez olunmuş maddənin tərkibinin bircinsliyini təmin edən tənzimləyici maddələrdən, örtüyün rəngini dəyişmək üçün pigmentlərdən və müvafiq qatılıq almaq üçün disperqatorlardan istifadə olunur. Təbəqə yaradıcı sistem – təbəqə yaradan maddənin örtük materialının digər maddələri ilə qarışmasını təmin edən vəziyyətdir. Təbəqə yaradıcı sistem bircins və ya iki fazalı ola bilər. Bu zaman müəyyən temperatur rejimində qarışdırma prosesinə xüsusi diqqət yetirilməlidir, yəni temperatur rejiminin verilmiş hədudlarda sabit saxlanması məsələsi həll edilməlidir.

Bundan başqa, texnoloji prosesin modelləşdirilməsi əsasında tənzimləmə-sazlama əmsalları hesablanması, alınan riyazi modelin dayanıqlıq və idarə olunma baxımından sınaqdan keçirilməsi üçün kompüter eksperimentləri aparılması nəzərdə tutulur.

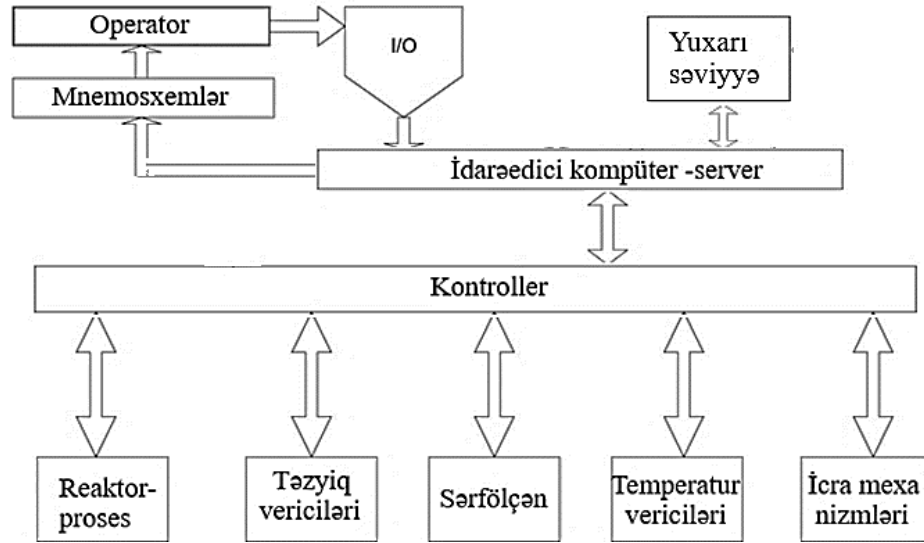
Metodlar: Problemin həllində tətbiq edilməsi üçün proqramlaşdırılan məntiqi kontrollerlərin xarakteristika və imkanları [3] təhlil olunmuş, antikorroziya örtüklərin istehsalı prosesinin avtomatlaşdırılması üçün zəruri olan parametr və göstəricilər müəyyən olunmuşdur. Kontrollerin tətbiqi zamanı əsas məsələlərdən biri texnoloji parametrləri ölçən sensor və vericilərin, onların çıxış siqnallarını kontrollerin girişi ilə uzlaşdırmaq üçün analoq-rəqəm çeviricilərinin seçilməsinə, optimal idarəetmə üçün modelin işlənməsinə xüsusi diqqət yetirilməlidir.

Bu növ texnoloji proseslərin avtomatlaşdırılması məsələsini həll edərkən riyazi modelləşdirmə üsullarının, xüsusi ilə də simulyasiya modelləşdirməsinin tətbiq edilməsi prosesin optimal idarə edilməsi üçün adekvat modellərin yaradılmasını və zəruri alqoritmlərin işlənilməsini sürətləndirir, idarəetmə sisteminin və idarəetmənin özünün effektivliyini yüksəltməyə imkan verir. Bu baxımdan daha geniş tədqiqat əyaniliyi təmin edən Simulink paketindən istifadə edilməsi məqsədəuyğundur.

Mayələrin saxlanması üçün tutum, qarışdırıcı reaktor, nasos, dezintegrator, yoğurucu və yarımfabrikat hazırlayan maşınlar və dozatorlardan ibarət [9] bu texnoloji prosədə yüksək temperatur, təzyiq, maddələrin optimal qarışığının alınması, örtük maddələrinin tərkib hissələrinin, eləcə də məhsulun çəki və qatılığının ölçülməsi məqsədilə nəzarət və idarəetmə alqoritmlərini [2,4] realizə etmək üçün struktur sxemi şəkil 3-də göstərilmiş idarəetmə sistemi işlənilmişdir.

Sistem iki səviyyəli olub, lokal səviyyədə prosesin özü bilavasitə kontrollerlə idarə olunur.

Prosesi idarə etmək üçün SIEMENS-in SIMATIC S7-700 proqramlaşdırılan məntiqi kontrolleri (PMK) seçilmişdir [1,5]. Proqramlaşdırılan məntiqi kontrolleri S7-700 proqramlaşdırıla bilən S7-300 və S7-400 kontrollerlərindən geniş funksional imkanları və daha mürəkkəb proseslərin idarə olunması üçün tətbiq olunması ilə fərqlənir. Yüksək məhsuldarlığa malik sistemin standart nəzarət funksiyaları PROFINET vasitəsilə informasiya mübadiləsi real vaxt rejimində realizə edilir.



Şəkil 3. Antikorroziya örtüyü istehsalı prosesini idarəetmə sistemi

STEP7 proqram dili paketinin genişlənməsi, istehsal və texnoloji sənayelərdə istifadə imkanı, həmçinin bu PMK-nın vaxtla sınaqdan keçmiş funksiyalarının dəstəklənməsi S7-700 kontrollerinin üstünlüklərini təmin edir. Operator paneli PMK-nın və ya panelin qoşulduğu digər cihazların idarəetmə proqramını yükləmək, işləməsini izləmək və parametrlərin qiymətlərini təyin etmək üçün nəzərdə tutulub, insan-maşın interfeysinə malik qurğudur. Ekranda texnoloji prosesin gedişi əks olunur və sistemin işinə cavabdeh olan parametrlərin qiymətlərinə düzəliş etməyə imkan verir. Bu səviyyədə siqnalların süzülməsi, çevrilməsi və informasiyanın ilkin emalı yerinə yetirilir. Prosesin optimallaşdırılması məsələsi isə müvafiq surətdə işlənmiş riyazi modellər [6,8] əsasında bilavasitə idarəedici kompüter-serverdə həll olunur.

Sistemin əsas lokal idarəetmə səviyyəsində kontroller, təzyiq vericiləri, maddə sərfini ölçən qurğu və sensorlar, nasos, ventil və siyirtmələri, klapın və müxtəlif avadanlığı idarə edilməsini təmin edən icra mexanizmləri - aktuatorlardan ibarətdir.

Əsas ölçü vasitələri kimi aşağıdakı cihazlar seçilmişdir:

- temperaturu ölçmək üçün IGAR-12-LO tipli spektral pirometrlərdən və istifadə edilir. Temperaturun $50-3300^{\circ}\text{C}$ diapazonunda metal, keramika, qrafit səthlərdə təmamsız ölçülməsi üçün yüksək dəqiqliyə malik rəqəmsal spektral pirometrlər, termomüqavimət və termocütlər.
- təbii qaz və havanın sərfini ölçmək üçün FLUXUS G800 sərfölçən seçilmişdir. FLUXUS G800 təhlükəli ərazilərdə stasionar quraşdırma üçün əlavə vericilərə malik partlayışa davamlı ultrasəs qaz sərfölçənidir.
- DI-V tipli yüksək temperatur təzyiq vericiləri. yüksək temperaturlu proseslərdə (350°C -ə qədər) avtomatik idarəetmə, ölçmə və idarəetmə sistemlərində işləmək üçün nəzərdə tutulmuşdur.
- mayelərin sərfini ölçmək üçün Prosonic Flow 92F cihazı seçilmişdir. Nəzarət sisteminə 2 naqillə qoşulan saygac siqnal dövrəsindən qidalanır ki, bu da qoşulma xəttindən səmərəli istifadə etməyə imkan verir. Sərfölçən keçirici və qeyri-keçirici maye məhsulları (həllədicilər, su, rənglər və s.) ölçmək üçün nəzərdə tutulmuşdur.



- ADP-01 alova nəzarət sensoru-relesi alovun mövcudluğunu və ya olmaması barədə xəbər vermək və örtüklərin hazırlanması üçün tətbiq edilən maddələrin xırdalamaq məqsədilə yandırılması üçün istifadə edilən qazanın alovunun avtomatik tənzimlənməsi məqsədilə siqnal hasil etmək üçün nəzərdə tutulmuşdur.

Proses haqqında bütün məlumatlar (sabit əmsallar, aralıq və son hesablamə nəticələri) serverdə saxlanır. Prosesin müxtəlif mərhələlərində qarışdırıcı reaktorda və prosesə cəld olunan digər avadanlıqlarda (tutularda) temperatur və təzyiq və maye sərfi ölçülür. İcra mexanizmləri idarəetmə və tənzimləmə alqoritmlərinə uyğun olaraq ventillər və siyirtmələrin açılıb-bağlanması ilə mayələrin tutumlara vurulması və oradan götürülməsini, eləcə də maddələrin dozatorlarda çəkilməsini təmin edir. Prosesin gedişini əks etdirən mnemosxəmlər, proses haqqında cari məlumatlar və hesabat formasına uyğun yekun məlumatlar serverin monitoruna çıxarılır.

Nəticə: Antikorroziya örtüklərinin istehsalı prosesini idarəetmə sisteminin iki səviyyəli olması həm lokal (yerli) səviyyədə bilavasitə idarəetmə-tənzimləmə, həm də daha yuxarı səviyyədə optimal idarəetmə məsələlərini həll etməyə, tənzimləmə obyektinin simulyasiya modelinin işlənməsi prosesi kompüter eksperimentləri vasitəsilə tədqiq etməyə imkan verir.

Sistemin effektiv işini təmin etmək üçün texnoloji parametrlərin ölçən verici və sensorların çıxış siqnailləri kontrollerin giriş modulu və analog-rəqəm çeviricisi ilə uzlaşdırılmışdır. Bu məqsədlə miqyas-gücləndirici və normalaşdırıcı gücləndiricilərdən istifadə olunması məqsədəuyğundur.

Beləliklə, antikorroziya örtüklərinin istehsalında ölçülən əsas parametrlər, təzyiq, temperatur, qatılıq, çəki, təyin olunacaq parametrlər isə alınmış maddənin keyfiyyət göstəriciləridir ki, bu da əsasən laboratoriya şəraitində yerinə yetirilir. Eyni zamanda idarəetmə sistemində strukturunda texnoloji prosesin bilavasitə idarə edilməsini təmin edən icra mexanizmləri: mühərriklər, klapan və ventillər, elektromaqnit kontaktorlar, relelər qrupu, nasoslar və s. nəzərdə tutulmuşdur.

ƏDƏBİYYAT

1. <https://www.siemens.com/global/en/home/products/automation/systems/industrial/plc/s7-1200.html>.
2. Galiullin M.M., Bayazitov M.I., Repin V.V., Khafizov F.M. The use of integral foams to improve the efficiency of pipeline insulation [Electronic resource]: Electronic scientific journal: Oil and gas business / Issue No. 3 / 2015
3. Gromakov Ye.I. Design of automated systems: teaching aid. - Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2019. - 173 p.
4. Drinberg A.S. Anticorrosive primers/A.S. Drinberg, E.F. Itsko, T.V. Kalinskaya; under total ed. A.S. Drinberg. - St. Petersburg: LLC "NIPROINS LKMiPsOP", 2016. -168 p.
5. Kangin V.V. Industrial controllers in process automation systems: Textbook / V.V. Kangin. – Art. Oskol: TNT, 2018.
6. Kravtsov V.V., Starochkin A.V., Blinov I.G., Lakman I.A. Mathematical model for assessing the area of damage to the insulation of an underground pipeline [Electronic resource]: Electronic scientific journal: Oil and gas business / Issue No. 3 / 2018 URL: http://ogbus.ru/authors/KravtsovVV/KravtsovVV_1.pdf.
7. Krivtsov O.N., Karnaukhov N.F. Hardware-software complex for controlling the anti-corrosion protection of the main pipeline (Engineering) [Electronic resource]: Scientific



electronic library "Cyberleninka" // Journal: Bulletin of the Don State Technical University / Issue: No. 6 / volume 10/2016.

8. Models of objects of regulation. Models of elements of automatic control systems [Electronic resource]. –<http://vunivere.ru/work13222>.
9. Cherednichenko, V.S. Materials Science. Technology of structural materials: textbook. allowance / V.S. Cherednichenko. – M.: Omega-L, 2019. – 751 p.
10. Tushal Kyada, Manish Jain, Rajesh Goyal, Shaji Philip. Manufacturing of Pipes, Coating and Testing Parameter /2016/

Publication history

Article received: 22.04.2022

Article accepted: 06.05.2022

Article published online: 18.05.2022



AN EVALUATION OF THE GUIDED WAVE RADAR LEVEL TRANSMITTER'S PERFORMANCE IN INTERFACE MEASUREMENTS

¹Timur Aliyev, ²Andrey Kolotilin

^{1,2}Azerbaijan State Oil and Industry University, Faculty of Information Technologies and Control, Department of Instrument Engineering, ¹PhD, ¹Professor Assistant, ²Master's degree.

E-mail: ¹imct_asoju@mail.ru, ²kolotilinan@gmail.com

ABSTRACT

The Guided Wave Radar (GWR) level transmitter is a reliable instrument that provides precise measurement of level and interface in various applications. Even in applications with vapour, foam, and condensation, the GWR level transmitter shows accurate performance. This study reveals aspects that affect the measurement performance of the instrument. The practical performance tests were performed to simulate different scenarios of oil and water level, oil and water interface level, in the closed vessel. These four scenarios are single phase liquids: raising the top layer, raising the bottom layer, separation of two liquids out of full dispersion with the dominant top layer, separation of two liquids out of full dispersion with the dominant bottom layer. These scenarios of vessel liquid level and liquid/liquid interface level measurement are widely spread in the process separation application. Other behavioural aspects and uncertainties have purposely been left out of this study. The results of the study will help to determine the proper use of the GWR level transmitter. Consideration of aspects affecting the performance of the instrument provided in this study improves the selection process of the instrument for level and interface measurement.

Keywords: level measurement, interface measurement, guided wave radar transmitter, dispersion separation, level transmitter performance test.

Introduction: The GWR transmitters' working principle is based on the Time Domain Reflectometry principle. Low power, high frequency pulses are generated in the instrument head unit. These pulses are guided along the instrument rod or coaxial cable that is immersed in the liquid media. When an emitted pulse reaches the surface of liquid media, part of it is energy reflected back to the instrument head unit. The time difference between the emitted and reflected back pulse is converted then into a distance. That is how the total level is measured. When there are two liquids present in a vessel, the emitted pulse partially reflects from the first layer, but still propagates further and again reflects back from the second layer. That is how the interface level is measured.

The transmitter head unit electronics are connected to the control module. The control module powers up the transmitter and receives a 4-20 mA signal from the transmitter. The control module is processing the received signal for an indication of measured values. It also enables complex programming of control tasks.

There is a coalescer vessel that separates oily water into oil and water. Process control requires continuous and accurate interface measurement in the coalescer vessel. GWR type transmitter was selected to improve interface measurement. However, the GWR transmitter did not measure the interface level correctly, and hence correct process control became impossible. The selected instrument was a Vegaflex 81 model transmitter and a Vegamet 841 model control unit.

Performance tests were conducted for this instrument to evaluate its behaviour in different scenarios.

Objective: The test installation is designed for the simulation of process separation in a coalescer vessel. The test installation consists of a transparent tube. The diameter and height of the tube is 20 cm and 150 cm respectively. The vessel has a bottom entry point for the test liquid, a bottom connection point for the differential pressure reference measurement, and a side entry point for the test liquid. The liquid will be filled into the test vessels towards the wall to ensure smooth mixing. Two liquids are used for the test; these are water and paraffin oil. The dielectric constants of these liquids are similar to the operational liquids in the coalescer vessel. Water and paraffin oil are stored in separate tanks and connected to the test vessel through 2.5 cm in diameter tubes. The pump is in line to pump liquids to the vessel.

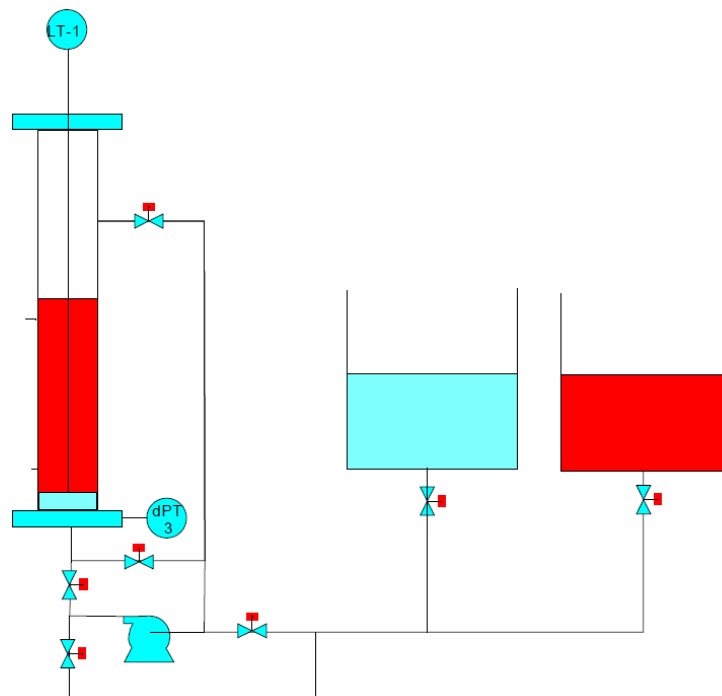


Figure 1. Test installation principle drawing

The first test shows the performance of the GWR transmitter in single phase liquids. The vessel is gradually filled with water from 0 to 100 %. The response is monitored by the control unit. This test was repeated 5 times. The same test is repeated with paraffin oil as well.

The second test shows the performance of the GWR transmitter to detect an interface level with an increasing upper layer. The vessel is filled with water to 50 %. Then paraffin oil is injected from the top side entry towards the vessel wall, over the water level. The response is monitored by the control unit until the top layer reaches a height of 20 cm. This test was repeated 5 times.

The third test shows the performance of the GWR transmitter to detect an interface level with an increasing lower layer. The vessel is filled with paraffin oil for 50 %. Then water is injected from

the bottom underneath the paraffin oil layer. The response is monitored by the control unit until the bottom layer reaches a height of 20 cm. This test was repeated 5 times.

The fourth test shows the performance of the GWR transmitter on the separation of two liquids out of full dispersion with dominant top layer content and dominant bottom layer content, respectively.

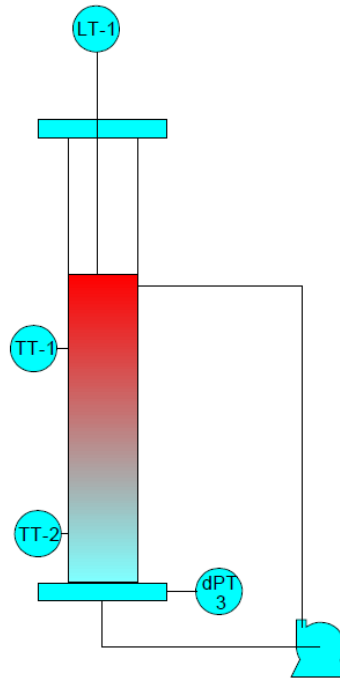


Figure 2. Separation of homogenous emulsion

Methods: The findings from performed tests are summarized for ready reference. This is a detailed assessment of the particular type of GWR transmitter's performance.

The first test witnesses that the instrument performs within the expected accuracy envelope during the water test. The instrument starts to detect the water level after a layer of 2 cm is created. The instrument kept on adjusting the output beyond the point that the maximum liquid level, in relation to the maximum span value, was reached. The repeatability was shown to be within 2 mm. A hysteresis of 8 mm is observed.

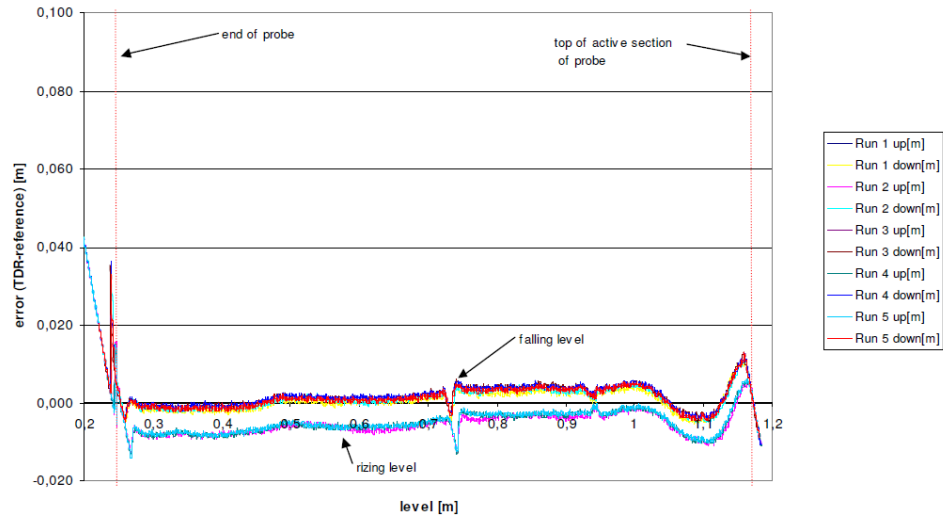


Chart 1. First test with water

The instrument performs within the expected accuracy envelope during the oil test. A level of 7 cm is required for the instrument to start registering. The repeatability was shown to be within 4 mm. A hysteresis of 8 mm is observed.

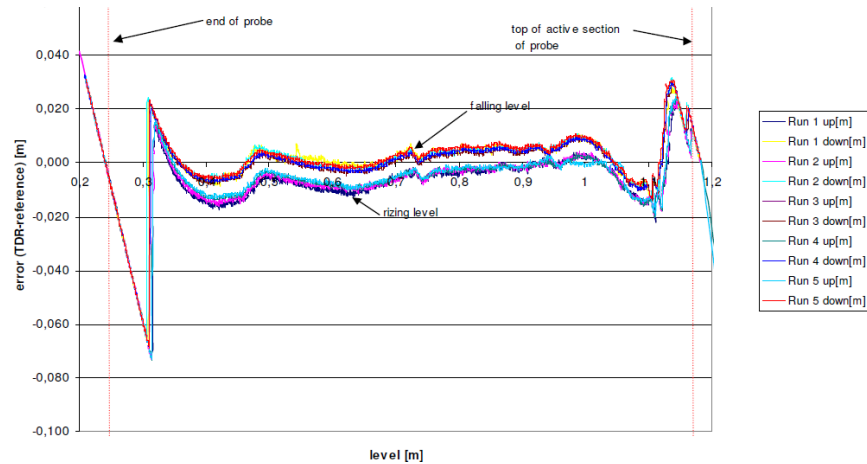


Chart 2. First test with oil

The second test witnesses that the instrument starts distinguishing a raising oil layer at a thickness of 120 mm, versus 100 mm as specified by the manufacturer. The reaction of the level output is displayed in Chart 3 and that of the interface output in Chart 4.

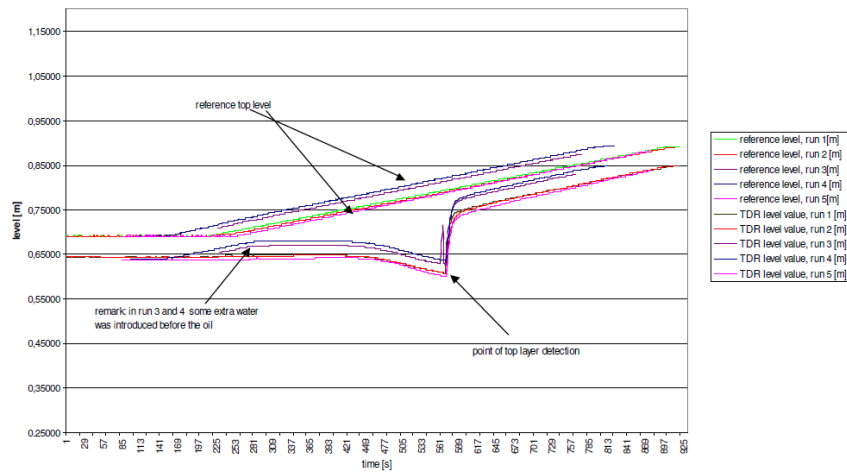


Chart 3. Second test - level with an increasing upper layer

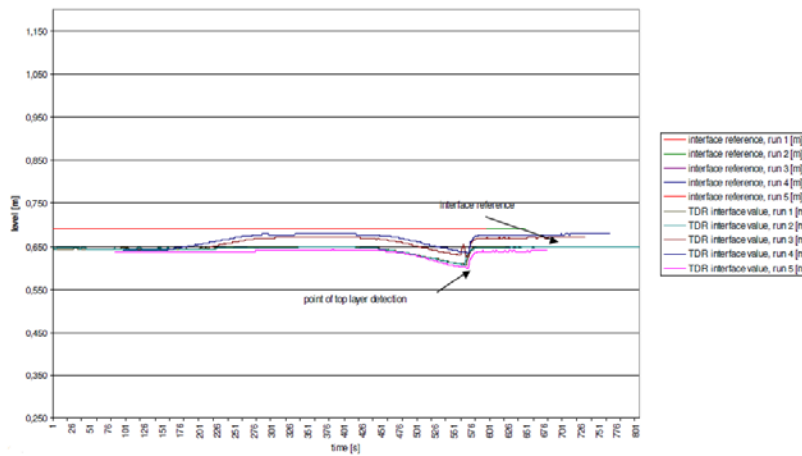


Chart 4. Second test - interface level with an increasing upper layer

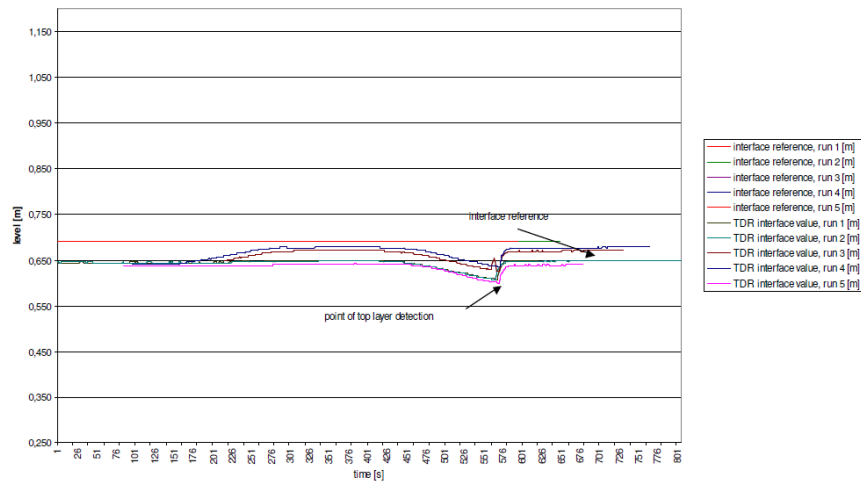


Chart 5. Second test - interface level with an increasing upper layer offset

The error offset relative to the reference is shown in Chart 5. A decline in a level indication of a maximum of 40 mm prior to the point at which the oil is detected is observed. This is explained by the additional small delay due to the dielectric constant value effect of the oil layer. This test showed repeatability within 3 mm.

The third test witnesses that the instrument starts to distinguish the increasing water layer after it has reached a thickness of 20 mm at the bottom of the probe. This is not specified by the manufacturer. Also, the interface level reacts with the 53 mm offset.

The reaction of the level output is displayed in Chart 6 and that of the interface output in Chart 7. The error in the interface reading is depicted in Chart 8.

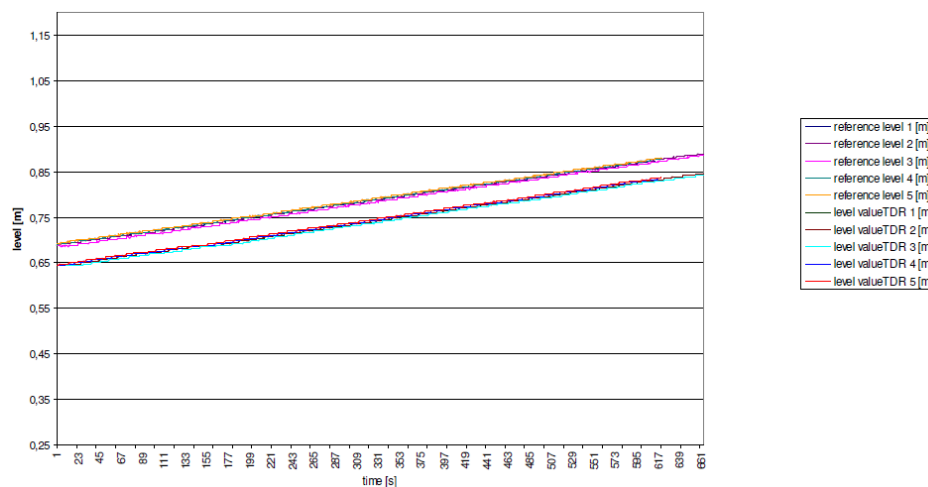


Chart 6. Third test - level with an increasing lower layer

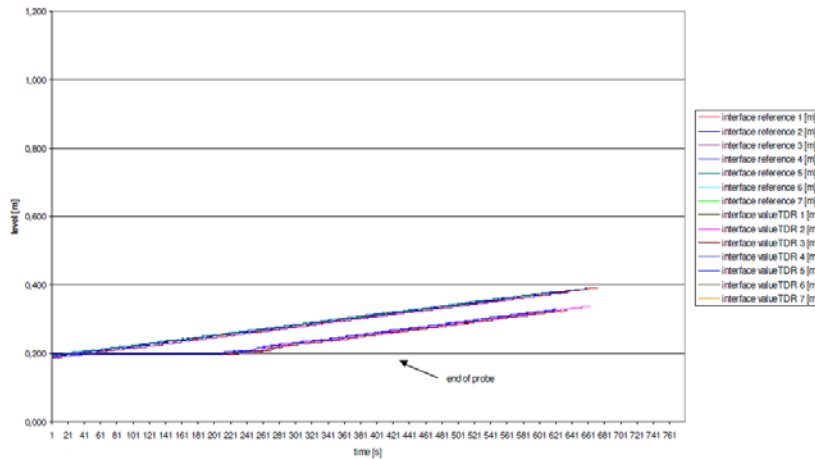


Chart 7. Third test - interface level with an increasing lower layer

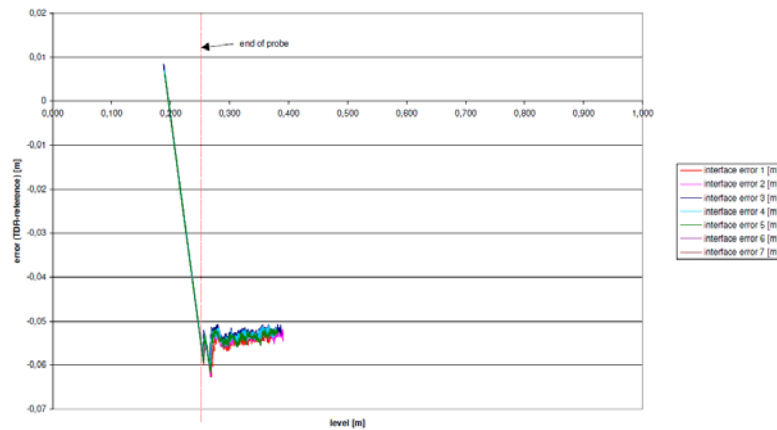


Chart 8. Third test - interface level error with an increasing lower layer

The fourth test witnesses that the instrument starts generating correct values after the separation of two liquids out of full dispersion with dominant top layer content when the emulsion is fully settled. Until that state is reached, the instrument generates an output that corresponds to the end of the probe.

For the test of full dispersion with dominant top layer content, the column is filled with 100 cm of liquid with an oil fraction of 2/3. The boundary between oil-emulsion and between emulsion-water is visually determined and plotted in Chart 9 as the red and blue lines. During mixing, the level and interface outputs generate the same value. As soon as the mixing process is stopped, the separation starts to occur. The subsequent runs resulted in continuously shortening settling times and the creation of a rag layer in the oil phase. This product deposits itself as sludge after it is broken up by a mixing action. Once the sharp interface is recognised, the output of the interface value, as well as the level value, are changed, although the level is steady. This behaviour manifested itself in 4 of the 5 runs.

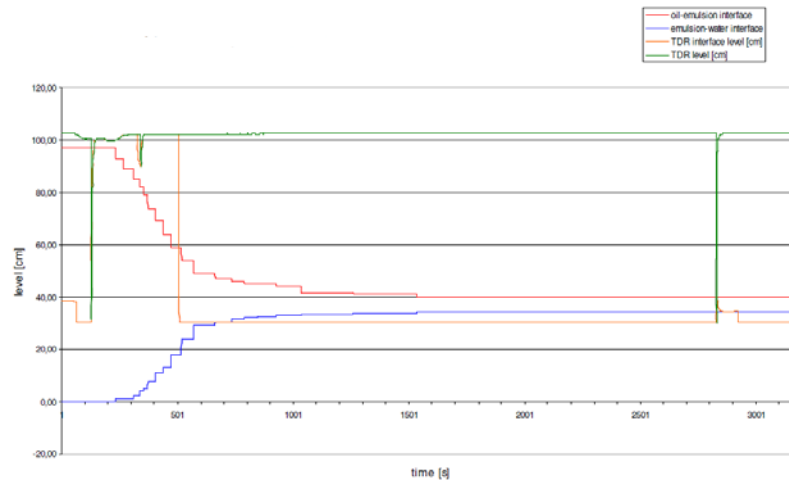


Chart 9. Fourth test - separation of two liquids dispersion with dominant top layer content

For the test of full dispersion with dominant lower layer content, the column is filled with 100 cm of liquid with a water fraction of $2/3$. The boundary between oil-emulsion and between emulsion-water, are visually determined and plotted in chart 10 as a red and blue line. The subsequent runs resulted in the creation of a rag layer in the oil phase.

The instrument started to generate correct values if the required thickness of the top layer is reached. This is the case as soon as the top layer reached a thickness of 100 mm. Until that state is reached, the instrument generates an output of the interface that corresponds to the value of the liquid level. This behaviour manifested itself in all 5 runs.

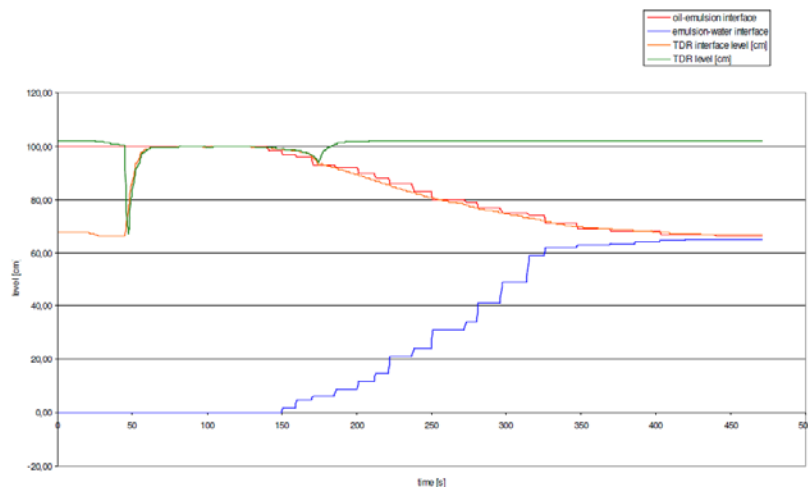


Chart 10. Fourth test - separation of two liquids dispersion with dominant lower layer content



Conclusion: Conducted performance tests corroborate that the GWR transmitter Vegaflex 81 model is able to measure the level and interface level between two liquids in various scenarios. However, there are plenty of aspects, that affect the transmitter's accuracy and correct performance.

Improvement of interface measurement in coalescer vessel with GWR transmitter Vegaflex 81 will not work properly. This is stipulated by a separation process inside the coalescer vessel. The separation of oily water represents, for the most part, a dispersion of two liquids. The emulsion is presented on the top layer. Settled separation is not achieved within the measurement range of the instrument. Hence, interface measurement is not possible.

Additional modification is required to the coalescer vessel to reach the state of the settled separation process. At least 100 mm of the settled top layer is required for the instrument to start an accurate measurement.

Despite all of the benefits of the GWR instrument, it is not a suitable option for all applications. As a result, selecting an interface measurement method and technique necessitates a thorough review, detailed design, and precise tuning of the overall system.

REFERENCES

1. Vinokurov B.B. "Sovremennaya urovnemetriya zhidkih sred: uchebnoe posobie", 2014.
2. S.I.Vasilev, L.A.Lapushova "Datchiki sistem avtomatizacii tehnologicheskikh processov bureniya neftnyah i gazovyh skvazhin", 2016.
3. "Spravochnoe rukovodstvo po ekpluatatsii urovnemerov na NPZ" Emerson, 2017.
4. R.I.Yakshigildina, A.B.Stepanov "Metod izmereniya granicy razdela mezhdru slojami i urovnya dvuhslojnoj zhidkosti v rezervuare", 2016.
5. <https://blog.isa.org/how-to-measure-interface-two-liquids-tank-level-measurement>
How to measure the interface between two liquids in a tank.
6. G. Henry "Measuring level interfaces", 2012
7. D. Brumbi "Fundamentals of Radar Techniques for Level Gauging", 1995
8. P. Devine "Radar Level Measurement: The User's Guide", 2000
9. Wahyunugroho "The Engineer's Guide to Level Measurement", 2013
10. Bengtsson "Process Level and Tank Gauging", 2013

İKİ MÜHÜT ARASI İNTERFEYSİN ÖLÇÜLMƏSİNDƏ BƏLƏDÇİ DALGA RADARI NÖVLÜ SƏVİYYƏ ÖTÜRÜCÜSÜNÜN FUNKSİONALLIGINİN TƏTQIQI

¹Timur Əliyev, ²Andrey Kolotilin

^{1,2}Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, İnformasiya Texnologiyaları və İdarəetmə fakültəsi, Cihaz Mühəndisliyi kafedrası, ¹dosent, ²magistrant.

E-mail: ¹imct_asoiu@mail.ru, ²kolotilinan@gmail.com.

XÜLASƏ



Bələdçi dalğa radarı (BDR) səviyyə ötürücüsü müxtəlif tətbiqlərdə səviyyə və interfeysin dəqiq ölçülməsini təmin edən etibarlı cihazdır. Hətta buxar, köpük və kondensasiya ilə tətbiqlərdə BDR səviyyəsinin ötürücüsü dəqiq performans göstərir. Bu araşdırma cihazın ölçü performansına təsir edən aspektləri aşkar edir. Praktiki performans testləri qapalı çəndə neft və suyun səviyyəsinin, neft və su interfeysinin müxtəlif ssenarilərinin simulyasiyası üçün yerinə yetirilmişdir. Bu dörd ssenari tək fazalı mayelərdir: üst qatın qaldırılması, alt qatın qaldırılması, dominant üst təbəqə ilə tam dispersiyadan iki mayenin ayrılması, dominant alt təbəqə ilə tam dispersiyadan iki mayenin ayrılması. Çənin maye səviyyəsi və maye/maye interfeys səviyyəsinin ölçülməsinin bu ssenariləri proses ayırma tətbiqində geniş yayılmışdır. Digər davranış aspektləri və qeyri-müəyyənliklər bu araşdırmadan məqsədli şəkildə kənar qalmışdır. Tədqiqatın nəticələri BDR səviyyəsi ötürücüsündən düzgün istifadənin müəyyən edilməsi üçün kömək edəcək. Bu tədqiqatda verilən cihazın performansına təsir edən aspektlər nəzərə alınmaqla, cihazın səviyyə və interfeys ölçülməsi üçün seçmə prosesi yaxşılaşdırılır.

Açar sözlər: səviyyənin ölçülməsi, interfeysin ölçülməsi, bələdçi dalğa radarı ötürücüsü, dispersiyanın ayrılması, səviyyə ötürücüsünün performans testi.

Publication history

Article received: 22.04.2022

Article accepted: 07.05.2022

Article published online: 18.05.2022



FEATURES OF USE OF INFORMATION TECHNOLOGIES IN BANKS

¹Saida Shikhalizade, ²Adnan Akhundov

¹Baku State University, ²Azerbaijan State University of Economics, ¹PhD, ²masters degree

E-mail: ¹arzushka777@gmail.com; ²samira029@mail.ru

ABSTRACT

In modern society, banks are engaged in different types of operations, different types of activities. Recent changes in the country's banking sector have contributed to the development of banking services based on innovative technologies, modern methods and models of banking business management, aimed at increasing the competitiveness of credit institutions in the micro and macro environment. Today, the traditional services provided by banks do not fully satisfy the needs of customers. New services need to be introduced and ways of delivering them designed accordingly. These facts stimulate the activation of the use of information by local credit institutions and the banking system as a whole. At present, the development of remote banking services, as well as the organization of this process, should be based on the interests of customers and society as a whole, thereby ensuring the greatest economic and social effect. The topic under study is relevant, because at this point in time in the banking sector very high attention is paid to the development of information networks of their security levels, their innovation and the formation of new services on their platform. Remote banking has a huge potential to reduce the costs of maintaining additional customer service departments, both at the level of individuals and when working with micro and small businesses. The speed when working with these clients plays a huge role; therefore, by removing the visit of the clients to the bank branch, a lot of time is saved. But in the pursuit of saving time on customer service and money, banks have a chance to incur additional costs associated with both the risk of lost profits from sales of additional services during servicing, and an increase in credit risk with the formation of a default portfolio, is this really going to be verified information at work. We are faced with a number of specific tasks, to study and analyze up-to-date information about information technologies in the banking sector, to study information about the financial policies of the bank and its directions, as well as about the main risks that manifest themselves in the operation of remote banking services. Further, analyze the financial flows associated with the contact and non-contact form of customer service, give economic efficiency in the work of these departments, and identify manifestations of credit risk and the risk of lost profits. Recommendations will be given to improve remote banking systems based on the analyzes carried out. The purpose of the work is to collect and analyze up-to-date information on information technologies in the banking sector, its implementation in remote banking customer service and possible losses associated with this type of service. The object of study of the given topic is information technology and the financial policy of the bank. The subject of the study is remote banking in the financial policy of the bank, the implementation of this program to reduce financial flows for servicing contactless and contact service departments, possible risks associated with an increase in the influence of remote banking in the financial life of a commercial bank.

Keywords: banking sector, banking information, information technology, information activity



BANKLARDA İNFORMASIYA TEXNOLOGİYALARININ İSTİFADƏSİ XÜSUSİYYƏTLƏRİ

¹Səidə Şixalizadə, ²Adnan Axundov

¹Bakı Dövlət Universiteti, ²Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, ¹İqtisad üzrə fəlsəfə doktoru, dosent, ²magistrant, E-mail: ¹arzushka777@gmail.com, ²samira029@mail.ru

XÜLASƏ

Müasir cəmiyyətdə banklar müxtəlif növ əməliyyatlar, müxtəlif fəaliyyət növləri ilə məşğul olur. Son illərdə ölkəmizin bank sektorunda baş verən dəyişikliklər mikro və makro mühitdə kredit təşkilatlarının rəqabət qabiliyyətinin artırılmasına yönəlmiş innovativ texnologiyalara, bank biznesinin idarə edilməsinin müasir metodlarına və modellərinə əsaslanan bank xidmətlərinin göstərilməsinin inkişafına kömək etmişdir. Banklar tərəfindən təqdim edilən ənənəvi xidmətlər bu gün müştərinin tələbatını tam ödəyə bilmir. Yeni xidmətlərin tətbiqinə və müvafiq olaraq onların təqdim edilməsi üsullarının işlənilməsinə ehtiyac var. Bu faktlar yerli kredit təşkilatları və bütövlükdə bank sistemində informasiyalardan istifadənin intensivləşdirilməsinə stimül yaradır.

Açar sözlər: bank sektoru, bank informasiyaları, informasiya texnologiyaları, informasiya fəaliyyəti

Giriş: Bank informasiya texnologiyası kompüter texnologiyasına əsaslanan bank texnologiyasının həyata keçirilməsi üsuludur. Bank texnologiyalarına xüsusi kompüter proqramları, daxili prosedurlar və risklərin idarə edilməsi ilə bağlı müxtəlif modellər daxildir. Müasir cəmiyyətdə banklar müxtəlif növ əməliyyatlar, müxtəlif fəaliyyət növləri ilə məşğul olurlar. Bütün əməliyyatları həyata keçirmək üçün bankların Mərkəzi Bank tərəfindən verilmiş lisenziyası olmalıdır. Müasir dövrdə bank müstəqil kommərsiya təşkilatıdır. Bank yalnız təsərrüfat cəmiyyəti (səhmdar cəmiyyəti və ya məhdud məsuliyyətli cəmiyyət) şəklində yaradıla bilər. İstənilən təşkilat kimi bankın da gündəlik fəaliyyətinin məhsulu var. Bankın məhsulu nağd pul və digər maliyyə resurslarının konsolidasiyası, habelə bu vəsaitlərin istifadəsi ilə bağlı müxtəlif xidmətlərdir.

İnformasiya modelləri və texnologiyaları müxtəlif tətbiqlərdə, o cümlədən idarəetmədə istifadə olunur [9]. İnformasiya modelləri informasiya texnologiyalarında informasiyanın emalı üçün əsas rolunu oynayır. Onlar müxtəlif məqsədlər üçün istifadə olunur. Bəzi hallarda onlar texniki funksiyaları yerinə yetirir və informasiya sistemlərində informasiyanın emalı üçün əsas rolunu oynayır [10].

Məqsəd: Məqalədə müasir bank işində informasiya texnologiyalarından istifadənin əsas istiqamətlərindən bəhs edilir. Çünki burada imkanlar dairəsi durmadan genişlənilir. Dünyanın qloballaşması, iqtisadiyyatda çoxsaylı böhranların baş verdiyi vaxtdan bu işin bütün sahələrini nəzərə almaq çox vacibdir. Həm də dünyanın maliyyə strukturunda bu imkanlar öz əksini tapır. Məhz buna görə də həm yerli, həm də beynəlxalq bank əməliyyatlarında maliyyə-iqtisadi alətlərdən istifadə texnologiyalarına yenidən baxmağa dəyər.



Metodlar: Mövcud elmi ədəbiyyatın təhlilindən istifadə olunmuş, həmçinin texnoloji kəşflərin müəyyən sahələrinin konkret istifadə faktlarına müraciət olunmuşdur.

Müasir bank texnologiyaları: Bankların maliyyə sabitliyi düzgün pul-kredit siyasəti ilə təmin edilir. Bank sektorunda yeniliklər bankın fəaliyyətinin bütün sahələrindəki müxtəlif (iqtisadi, təşkilati və idarəetmə, maliyyə, informasiya və texnoloji) yeniliklərdir [7, s. 12]. Belə yeniliklərin nəticələri bankın müştəri bazasının və onun filial şəbəkəsinin genişləndirilməsində, bazar payının artırılmasında, bank əməliyyatlarının tranzaksiya xərclərinin azaldılmasında, uzunmüddətli perspektivdə bankın fəaliyyətinin sabitliyinin təmin edilməsində özünü göstərə bilər. Bank xidmətləri bazarlarında artan rəqabət şəraitində bank informasiyaları əsasən müştəriləri cəlb etmək məqsədi daşıyır.

Bankın fəaliyyəti məhsuldar xarakter daşıyır. Mərkəzi Bank dövlət emissiya və valyuta tənzimlənməsini həyata keçirir. Kommersiya bankları cari bank fəaliyyətini həyata keçirirlər. Bütün kommersiya bankları Mərkəzi Bankda ehtiyat fondları yaratmalı, bank fəaliyyəti ilə məşğul olmaq hüququ üçün lisenziya almalıdırlar. Mərkəzi Bank rəsmi olaraq qızıl-valyuta ehtiyatlarını saxlayır, dövlət borcunun idarə edilməsində iştirak edir və dövlət büdcəsinə xidmət göstərir.

Banklar virtual texnologiyalar sayəsində məhsul və xidmətlərin təklifini genişləndirə və ya dəyişdirə bildilər. Amerika və Avropanın ən etibarlı və tanınmış bankları internet bankçılıq sisteminə külli miqdarda vəsait ayırırlar ki, bu da yeni texnoloji sistemin adekvatlığından, onun effektivliyindən xəbər verir. Virtual bankların yaradılması və uğurla fəaliyyət göstərməsi təcrübəsi, yüksək texnologiyalı bank xidmətlərinin göstərilməsi üçün bazarda rəqabətin güclənməsi ənənəvi bankçılığın nəhənglərini öz xidmətlərini internet vasitəsilə təqdim etmək ideyasına sövq etdi.

Müasir multimedia vasitələri bankla müştəri arasında virtual interaktiv əlaqəni təmin etməyə qadirdir. Yeni texnologiyalar informasiya asimmetriyasını azaldır, bazarın şəffaflığını artırır və müştəri məlumatlarını daha əlçatan edir. Maliyyə bazarlarının elektron, o cümlədən internet texnologiyaları əsasında qlobal texnoloji cəhətdən yenidən təchiz edilməsinin müsbət nəticəsi həm də bank sektorunda rəqabətin artması nəticəsində bank xidmətlərinin keyfiyyətinin yüksəldilməsi, onların diversifikasiyasıdır. “Elektron bankçılığı bank xidmətlərinin təqdim edilməsi prinsipinə görə iki qrupa bölə bilərik:

1. Məlumat xarakterli bankçılıq.

2. Tranzaksiya xarakterli bankçılıq [8].

Müxtəlif banklar tərəfindən təklif olunan mövcud elektron xidmətlərin siyahısı eyni deyil. Faktiki olaraq bütün banklarda müştəriyə cari hesabın vəziyyətini yoxlamaq, pul köçürmələri etmək, ödəniş üçün elektron qaimə-faktura almaq imkanı verilir. Daha mürəkkəb sistemlər müştərilərə kredit üçün müraciət etmək, öz hesabları haqqında məlumatı öz kompüterinə yükləmək, şirkətlərin və ya etimad fondlarının qiymətli kağızları ilə ticarət etmək, çeklərinin və depozit kitabçalarının çapına baxmaq imkanı verir. Kredit təşkilatlarının yeni informasiya iqtisadiyyatına inteqrasiyası öz iqtisadi məqsədlərinə nail olmaq üçün bankların istifadə etdiyi yeni biznes modellərinin və inkişaf strategiyalarının meydana çıxmasında ifadəsini tapır. Bəzi banklar internet vasitəsilə müxtəlif malların ticarəti üçün öz platformalarını təşkil etməyə başlayırlar, burada rabitə koordinatoru, ödəniş əməliyyatlarının təminatçısı, kreditor və əməliyyatların bağlanması vasitəçi kimi çıxış edirlər.

Bazar iqtisadiyyatı şəraitində banklar tərəfindən müştərilərin təkmilləşdirilməsi proseduru, əlbəttə ki, dinamik inkişaf edən bazarda iqtisadiyyatın bank sektorunun inkişafı üçün prioritetdir.



İnnovasiyalar, ümumilikdə, banklar tərəfindən əsas fəaliyyətlərinin həyata keçirilməsini təmin etmək üçün əsas meyar hesab olunur, vacib məqam ondan ibarətdir ki, onları həyata keçirərkən bank işində tətbiqi ilə bağlı riskləri nəzərə almaq lazımdır. Hazırda bank sektorunun fəal inkişafı və informasiya texnologiyaların praktikaya tətbiqi müşahidə olunur. Maliyyə sisteminin qloballaşması vasitəsilə vahid informasiya sahəsinin yaradılması zərurəti stimullaşdırılır.

Bu gün dünya münasibətlərinə yüksək iqtisadi inteqrasiya ilə səciyyələnən şəraitdə özəl müştərilər üçün nəzərdə tutulan bank xidmətlərinin iqtisadiyyatın bu sektorunda əsas istiqamətlərdən biri kimi çıxış etməsi danılmazdır. “İnformasiya texnologiyaları və kommunikasiya sahəsindəki inkişaflardan sonra maliyyə və bank sektorları bu sahələrə investisiya yatıran aparıcı sektorlardır.”[5, səh.9] Banklar tərəfindən təqdim edilən ictimai məhsulların təkrarlanması, geniş reklam və əhalinin sistemə inamının artması müxtəlif bank xidmətlərinə tələbatın artmasına xidmət edirdi. İnnovasiyalar bank əməliyyatlarının sabitliyinin ən mühüm amili kimi iqtisadi artımı təmin edir. Bu gün demək olar ki, bütün iri bank rəhbərləri razılaşırlar ki, müştəri mərkəzdə olmalıdır, müştəri xidmətinə fərdi yanaşma lazımdır. Bunu mümkün edən uzaqdan xidmətdir. İnnovativ inkişaf və mürəkkəb bank məhsullarının perspektivləri (depozitlər, kreditlər, müştəri hesablarının idarə edilməsi və s.) arasındakı əlaqə həm mövcud müştərilərin, həm də yeni cəlb edilmiş müştərilərin loyallığının formalaşdırılmasından ibarət olan müştərilərin seqmentləşdirilməsinə yeni yanaşmalarla bağlıdır. Kommersiya bankının inkişafı üçün müxtəlif və vacib vəzifələrin yerinə yetirilməsi zərurəti, davam edən fəaliyyətin səmərəliliyinin artırılmasına yönəlmiş informasiya mexanizmlərin işlənilməsi və hazırlanması və tətbiqi zərurəti ilə diktə olunur. “Kommersiya fəaliyyətinin inkişafı bank fəaliyyətinin inkişafına təkən verdiyi halda, bank fəaliyyətindəki inkişaf da kommersiya fəaliyyətini inkişaf etdirməyə başlayır (2, s. 296-298).

Bank informasiya texnologiyaları. Bank informasiya texnologiyalarından istifadə edən qurumlar səmərəli sənəd dövriyyəsinə təşkil edir, müxtəlif şöbələrə mütəxəssisləri arasında səmərəli qarşılıqlı əlaqə qurur. İnformasiya texnologiyalarından geniş istifadə obyektiv zərurətə çevrilib. Onların əhəmiyyətinin ənənəvi olaraq böyük olduğu sahələrdən biri də maliyyə sektorudur. Əminliklə demək olar ki, bank fəaliyyətinin informasiyalaşdırılması prosesi gələcəkdə də davam edəcək. Müasir informasiya texnologiyalarından istifadə banklarda biznes proseslərinə köklü şəkildə təsir edir.

Ümumiyyətlə, bank informasiyaları institusional və texnoloji yeniliklərə bölünür. Müasir mərhələdə texnoloji yenilikləri daha aktual adlandırmaq olar ki, bu da öz növbəsində həm müştərilərlə, həm də bank daxilində qarşılıqlı əlaqənin yeni üsulları, hər hansı biznes prosesinin qurulması və ya həyata keçirilməsinin yeni üsulları kimi proses informasiyalarına bölünə bilər. Proses informasiyaları mövcud bank xidmətlərini birləşdirməyin yeni üsullarını da əhatə edir. Yeni bank məhsulları və ya məhsul informasiyaları və proses informasiyaları çox vaxt birlikdə gedir, çünki yeni məhsulların tətbiqi çox vaxt yeni biznes proseslərinin tətbiqini və həyata keçirilməsini tələb edir. “Standart bank sistemləri ilə müqayisədə həm sistemin müştəriləri, həm də banklar üçün distant bank xidmətlərinin digər bir sıra keyfiyyətləri də vardır”. [6].

Bankın bazar subyekti kimi informasiya fəaliyyətinin planlaşdırılması və həyata keçirilməsi prosesində ətraf mühitin təsirini istisna edə bilməyəcəyini nəzərə alaraq, təhlil prosesi onun üç komponentinin öyrənilməsinə nəzərdə tutur:

- daxili mühit;
- mikromühit (yaxın ətraf mühit);
- makromühit.



Bankın daxili mühiti mühitin bir hissəsi deyil, digər komponentlərlə daim qarşılıqlı əlaqədə olan, onların daim təsirində olan və bankın öz fəaliyyətində malik olduğu potensialı özündə ehtiva edən elementdir. Bu komponent onu meydana gətirən bir neçə komponentin birləşməsinə ehtiva edir:

- təşkilati komponent (bankın daxili normativ bazası, təşkilati strukturu, tabeçilik iyerarxiyası, hüquq və vəzifələr);
- maliyyə komponenti (maliyyə axınlarının strukturu, resurs və investisiya bazası);
- kadr komponenti (işin təşkili, həvəsləndirmə, komanda daxilində əlaqələrin strukturu);
- istehsal komponenti (bankın istehsal və biznes strukturları).

Mikromühit və ya daha çox adlandırıldığı kimi, yaxın mühit bank məhsullarının istehlakçıları, tərəfdaşlarını, rəqiblərini və əmək bazarını əhatə edən bankın daxili mühitinin birbaşa və daimi təmas sahəsidir. Bu subyektlər arasında coğrafi, demoqrafik və sosial-psixoloji amillərin təsirinə məruz qalan münasibətlərin strukturu bankın əlavə inkişaf imkanlarının olub-olmamasını bilavasitə müəyyən edir. Bankın makromühiti bankın fəaliyyəti və onun xarici mühitlə qarşılıqlı əlaqəsi üçün ümumi şərtləri formalaşdırır. Onun komponentləri kredit təşkilatının fəaliyyətinə spesifik təsir göstərməyən, lakin onun bazarlarda mövqeyini, məhsul yönümünü və digər biznes imkanlarını müəyyən edən amillərdir.

Bankın qarşıya qoyduğu məqsədlər davam edən informasiya proseslərinin sayını və xarakterini müəyyən edir və qısamüddətli və uzunmüddətli olanlara bölünür. Uzunmüddətli, adətən, strateji məqsədlərlə müəyyən edilmiş bankın inkişafının hər hansı bir mərhələsini, yəni üç ildən beş ilədək başa çatdıqdan sonra onların nailiyyətlərini nəzərdə tutur. Qısamüddətli məqsədlər bankın taktiki vəzifələrindən asılı olaraq dəyişir və onlara nail olmaq üçün müddət bir aydan iki ilə qədər dəyişə bilər. Məqsədlərin bu cür bölgüsü təsadüfi deyil, çünki informasiya fəaliyyətinin təcrübəsi göstərir ki, uzunmüddətli məqsədlər ilkin olaraq daha az spesifikdir və lazımı təfərrüatları yalnız onların əldə edilməsinin son mərhələlərində əldə edir. Uzunmüddətli məqsədlər tez-tez qısamüddətli məqsədlər toplusu ilə əlaqələndirilir ki, onların ardıcıl və ya paralel nail olunması son nəticədə uzunmüddətli məqsədə nail olmaq deməkdir. Bununla belə, uzunmüddətli hədəflər nailiyyət proseslərində vaxtaşırı düzəlişlərə məruz qalır. Bu, maliyyə bazarlarının dinamikliyinin artması ilə əlaqədardır ki, bu da öz növbəsində informasiyaların idarə edilməsinə daha çevik yanaşma tələb edir.

Banklarda innovativ fəaliyyətin təşkili: İnnovasiya prosesi, yəni informasiyaların yaradılması, inkişafı və yayılması ilə bağlı proses bankın fəaliyyətinin bütün aspektlərini əhatə edir. Bankda mövcud olan bütün informasiya proseslərini üç məntiqi qrupa bölmək olar:

1. Sadə təşkilatdaxili informasiya prosesi, yəni eyni bank daxilində informasiyanın yaradılması və istifadəsini əhatə edən proses. Bu halda informasiya yeni bank məhsulu formasını almır, yalnız mövcud məhsulların istehsalı texnologiyasını və ya hansısa xidmət texnologiyasını təkmilləşdirir.
2. Satış predmeti kimi bazara çıxarmaq üçün nəzərdə tutulmuş yeni bank məhsulunun formalaşmasını əhatə edən sadə təşkilatlararası proses.
3. Əsasən kompleks bank məhsulunun formalaşması ilə bağlı genişlənmiş informasiya prosesi, onu yaradarkən bank onunla əməkdaşlıq edir. Nümunə olaraq ekvayzer xidmətləri, hesabın uzaqdan idarə edilməsi sistemləri, sığorta xidmətlərinin paketlə təmin edilməsi və s.

Ümumiyyətlə, bankda istənilən informasiya prosesi tsiklik xarakter daşıyır. İnnovasiya prosesinə əsaslanan fəaliyyət məntiqi olaraq ayrı-ayrı, aydın müəyyən edilmiş elementlərə bölünür, xronoloji ardıcılıqla və çox vaxt bankın müxtəlif şöbələri tərəfindən həyata keçirilir. “İnformasiya texnologiyaları iqtisadiyyatda və ticarətdə mövcud olan dəyişikliklərdə qabaqcıl



qüvvə kimi iştirak edir. 1950-ci illə müqayisə etsək, müşahidə etmiş olarıq ki, qlobal ticarət 50 dəfə daha geniş sahədir və genişlənməkdə də davam edir.” [3, səh. 7].

İnnovativ fəaliyyətin həyata keçirilməsi prosesində müəyyən edilmiş məqsədlər kredit təşkilatının fəaliyyətinin və müştərilərlə işin bütün sahələrinə aiddir: bankın investisiya, resurs və kadr siyasəti, onun təşkilatı, iqtisadi və istehsal strukturları və s. Məqsədlər qarşılıqlı fəaliyyət mühitinin təhlilinin nəticələrini dərk etdikdən və bütövlükdə bütün kredit təşkilatının gələcək inkişafı ilə bağlı bir sıra strateji qərarlar qəbul etdikdən sonra müəyyən edilir. Hər biri məqsəd, problemin miqyasından və mürəkkəbliyindən asılı olaraq, ona nail olmağa yönəlmiş bir və ya bir neçə yenilikçi prosesin meydana çıxmasını müəyyən edir. Lakin məqsədə çatmaq prosesinin hansı yolla gedəcəyi bankın bu istiqamətdə uğur qazanma ehtimalından asılıdır. Bu baxımdan bankın informasiya fəaliyyətinin hansı istiqamətə yönəldiləcəyini müəyyən edən informasiya strategiyasının seçilməsi prosesi aktuallaşır. Bir kredit təşkilatının resurs bazası digər kredit təşkilatından kifayət qədər güclü şəkildə fərqlənir, mövcud intellektual kadr potensialı da eyni deyil. Ətraf mühitin təhlilinin keyfiyyəti, ən əsası isə onun bazarda mövqelərinin daha da möhkəmlənməsi və genişlənməsi üçün əlavə imkanların müəyyən edilməsində ifadə olunan nəticələrinin dəqiqliyi hər bir ayrı-ayrı bank üçün fərqlidir. Məqsədlərin qoyulması prosesini məntiqlə izləyən strategiyasının seçilməsi prosesi kredit təşkilatı rəhbərliyinin mövcud və perspektiv imkanlar, onun güclü və zəif tərəfləri, potensialı və s. haqqında fikirlərini birləşdirir. Onun nəticəsi informasiyaya nə vaxt və necə başlamaq lazım olduğuna dair qərardır.

Bankın maliyyə bazarında effektivliyi böyük ölçüdə yeni bank məhsullarının, texnologiyalarının və ya proseslərinin tətbiqindən asılıdır. Son zamanlar kredit təşkilatlarının fəaliyyət göstərməsi sahəsində innovativ proseslərin tətbiqinə əməli ehtiyac getdikcə daha aydın görünür və bu proseslərin səmərəli idarə olunmasına ehtiyac yaranır. Bir çox kommersiya bankları öz fəaliyyətlərində innovativ mexanizmlərdən istifadə edirlər. Maliyyə sferası yüksək fəaliyyət dinamikliyi ilə xarakterizə olunur ki, bu da həqiqətən innovasiyaların kredit təşkilatının rəqabət qabiliyyətini təmin etməyə imkan verən zəruri element kimi çıxış etməsinə səbəb olur. Eyni zamanda, innovasiyanın nəzəri mahiyyəti onu nəzərdə tutur ki, onun həyata keçirilməsindən müsbət iqtisadi effekt əldə etməyə zəmanət yoxdur. Beləliklə, bankın fəaliyyətində yeniliyin olması onun rəqabət üstünlüyü deyil, riskli dinamik imkanlarıdır. Bank sektorunda innovasiyanın növbəti xüsusiyyəti qanunvericilik məhdudiyyətidir.

İndiki dövrdə innovasiyalar təkə iqtisadi artımı, inkişafı, struktur dəyişikliklərini və s. müəyyən edən hadisələrdən biri deyil. İnnovasiyalar iqtisadiyyatın bütün sahələrində, o cümlədən bank işində müasir inkişafın mahiyyətinə çevrilmişdir. İnnovasiyalar elmi tədqiqatların, ixtiraların və kəşflərin nəticəsi olan və analoqlarından keyfiyyətcə fərqlənən obyektlər, texnologiyalar, məhsullar şəklində istehsal və ya xidmət sahəsinə tətbiq edilən yeniliklərdir. İqtisadiyyatın inkişafı həmişə yeni texnologiyaların tətbiqi üzərində qurulmuşdur, lakin uzun müddət bu proses son dərəcə ləng gedirdi. Müasir elmi-texniki inqilab şəraitində və xüsusilə inkişaf etmiş ölkələrin postindustrial dövrə qədəm qoyduğu ən son dövrlərdə iqtisadi inkişaf keyfiyyətcə yeni xarakter almışdır.

Ümumiyyətlə, bank innovasiyaları institusional və texnoloji yeniliklərə bölünür. Müasir mərhələdə texnoloji yenilikləri daha aktual adlandırmaq olar ki, bu da öz növbəsində həm müştərilərlə, həm də bank daxilində qarşılıqlı əlaqənin yeni üsulları, hər hansı biznes prosesinin qurulması və ya həyata keçirilməsinin yeni üsulları kimi proses innovasiyalarına bölünə bilər. Proses innovasiyaları mövcud bank xidmətlərini birləşdirməyin yeni üsullarını da əhatə edir.



İdarəetmədə informasiya texnologiyalarından istifadə. İdarəetmədə informasiya texnologiyalarından differensial şəkildə istifadə olunur. Bəzi hallarda onlar mövcud idarəetmə proseslərinin və idarəetmə texnologiyalarının səmərəliliyini və məhsuldarlığını artırır [11]. Bu zaman informasiya texnologiyalarının köməyi ilə qərarların qəbul edilməsinə dəstək haqqında danışmaq olar.

İnformasiya və informasiya modellərinin istifadəsi xüsusi əməl çətinlikləri yaradır. Bu amillərə aşağıdakılar daxildir: məlumat qeyri-müəyyənliyi, məlumat ehtiyatı, məlumatların qeyri-səlisliyi, məlumat xətalı. Bu hallarda informasiya texnologiyaları qeyri-müəyyənliyi azaldır və informasiyanın etibarlılığını artırır [14, 12]. İnformasiya həcmnin artması və idarəetmə məlumatlarının mürəkkəbliyi çox vaxt bir şəxs tərəfindən bu cür məlumat kolleksiyalarının işlənməsini və təhlilini istisna edir. Səbəblərdən biri insanın idrak imkanlarının məhdud olmasıdır. İnformasiya və ya informasiya modelləri geniş ola bilər və insan tərəfindən qəbul edilmir [13]. İnformasiya texnologiyaları belə mürəkkəb və həcmli modelləri əməl edir.

Yerli bank sisteminin idarə edilməsi üçün bazar şəraitinin yaxşılaşdırılması ilə onun rəqabət qabiliyyətinin artırılmasına yönəlmiş informasiya texnologiyaların, müasir metodların və idarəetmə modellərinin tətbiqinə ehtiyac yaranır. Yerli universal kommərsiya banklarının səmərəli fəaliyyəti ölkənin gələcək iqtisadi inkişafı üçün ən vacib şərtədir və əsasən bütün ölkə iqtisadiyyatının artım tempini müəyyən edir.

İnformasiya menecmenti ilə informasiya idarəçiliyi arasında fərq var. İnformasiyanın idarə edilməsi ilk növbədə zəif rəsmiləşdirilmiş və çox vaxt onları yaradan subyektdən asılı olan təşkilati modellərdən istifadə edir.

Müasir bank texnologiyalarının inkişafı üçün mühüm stimül bank müştərilərinin informasiyaları qavramağa və öz-özünə öyrənməyə informasiya hazırlığının səviyyəsidir. Hər kəs bankların yeniliklərini kredit təşkilatlarının təklif etdiyi dərəcədə dərhal qəbul etməyə hazır deyil. Buna görə də, bank işçiləri təkcə müasir bank xidmətləri göstərməyə deyil, həm də Bankın son inkişaf proqramı - əhəlinin bank xidmətləri sahəsində maliyyə savadlılığının artırılması vasitəsilə həyata keçirilən müştərilərini fəal şəkildə maarifləndirməyə hazırdırlar. "Mövcud şəraitdə mobil proqram təminatının istifadəsi ilə mobil bankçılıq tətbiqlərində də inkişaf olmuş və bu vəziyyət istifadəni geniş yayılmış hala gətirmişdir" [4, s. 44].

Bank sektorunu maliyyə axınlarının təminatçısı kimi nəzərə alsaq, belə qənaətə gəlmək olar ki, bankda informasiyalarından istifadə kredit təşkilatlarına nəinki müasir və daha ucuz texnologiyalardan istifadə etməyə, həm də onları təkmilləşdirməyə, həmçinin informasiya mərkəzləri kimi bazarda rəqabət aparmağa imkan verir. Bank sektorunda informasiya fəaliyyətin inkişafının cəlbədiciliyinə baxmayaraq, onun fəaliyyətinin sabitləşməsi üçün əsas təhlükə bank riskləri, o cümlədən innovativ risklərdir.

Müxtəlif bank texnologiyalarının praktiki tətbiqi heç də həmişə reallığın iqtisadi reallıqlarına uyğunlaşmır, ona görə də mümkün risklərin sistemləşdirilməsi istənilən bankın fəaliyyətinin tərkib hissəsidir. Bank xidmətlərinin inkişafı təkcə müxtəlif növ bank xidmətləri göstərməyə deyil, həm də əməl edilməli və saxlanmalı olan məlumat massivlərini formalaşdırmağa imkan verir. Bu baxımdan, fikrimizcə, müasir bank texnologiyasından istifadə böyük həcmdə məlumatların yaradılmasına və əməl edilməsinə imkan verir ki, bu da ümumilikdə müştəri məlumatlarını toplamağa və potensial risklərin səviyyəsini nəzərə almağa imkan verir. "Elektron bankçılıq sahəsində əhəlinin maarifləndirilməsi məqsədilə ABŞ-da Federal Ticarət Komissiyası,



Almaniyada Banklar Assosiasiyası elektron bankçılığın mahiyyəti, ondan istifadə zamanı təhlükəsizlik tədbirləri barədə materiallar hazırlamışlar [1].

İnformasiyanın toplanması, saxlanması, emalı, axtarışı, ötürülməsi və emissiyası üçün kompüter texnologiyasından istifadəyə əsaslanan müasir İT bank işində geniş istifadə olunur. Bunlara verilənlər bazası idarəetmə sistemləri daxildir. Son illər bank işində məlumatların təhlükəsizliyinin təmin edilməsi problemi daha da kəskinləşib. Keçid dövründə Azərbaycanın bank qurumları praktik fəaliyyətlərində yeni bank texnologiyalarından, dünya iqtisadiyyatının təcrübəsindən və müasir texniki vasitələrdən, o cümlədən rabitə və kompüter texnologiyalarından fəal şəkildə istifadə edirlər.

Nəticə: Son illərdə ölkəmizin bank sektorunda baş verən dəyişikliklər mikro və makro mühitdə kredit təşkilatlarının rəqabət qabiliyyətinin artırılmasına yönəlmiş innovativ texnologiyalara, bank biznesinin idarə edilməsinin müasir metodlarına və modellərinə əsaslanan bank xidmətlərinin göstərilməsinin inkişafına kömək etmişdir. Banklar tərəfindən təqdim edilən ənənəvi xidmətlər bu gün müştərinin tələbatını tam ödəyə bilmir. Yeni xidmətlərin tətbiqinə və müvafiq olaraq onların təqdim edilməsi üsullarının işlənilməsinə ehtiyac var. Bu faktlar yerli kredit təşkilatları və bütövlükdə bank sistemində informasiyalarından istifadənin intensivləşdirilməsinə stimül yaradır.

Bank fəaliyyətinin idarə edilməsində informasiya texnologiyaları əvəzsiz idarəetmə vasitəsidir. Bununla belə, insan amili hələ də bu sahədə mühüm rol oynayır. Bunun üçün koqnitiv idarəetmə modelləri və koqnitiv idarəetmə texnologiyalarının tətbiqi tələb olunur. Lakin bu istiqamət hələ də çox zəif inkişaf etmişdir. Bank fəaliyyətinin idarə edilməsində informasiya texnologiyaları idarəetmə proseslərinin səmərəliliyini və məhsuldarlığını artırır. İdarəetmə fəaliyyətinin növbəti mərhələsi intellektual texnologiyalarla bağlıdır. İnteraksiya texnologiyaları intellektual texnologiyalara və intellektual idarəetməyə keçid üçün körpü rolunu oynayır.

ƏDƏBİYYAT

1. Consumers and mobile financial services. (2012). Board of Governors of the Federal Reserve System.// www.federalreserve.gov
2. Güçlüay, S., 2001, OrtaÇağda Ticari Müəssisələr (Bankalar, Birliklər, Şirkətlər). Fırat Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi, 11(2): 295-304.
3. Nəsbli S. Elektron bankçılığın inkişaf prinsipləri və ölkədə İKT-nin tətbiqinin sürətləndirilməsində onun rolu. Dissertasiya işi. Bakı: 2017.
4. Özdal, T., 2011, Bankacılıq Sektöründə Müştəri İlişkileri Yönetimi Ve İnternet Bankacılığında Müştərilərin Seçimlərinə Etki Eden Faktörler, Ufuk Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, Ankara.
5. Taş S. Bankaların mobil bankacılıqta bilgi sistem yönetimi ve güvenliği. Yüksek Lisans Tezi. İstanbul: 2020.
6. Antonov K.A. Distantsionnoe bankovskoe obsluzhivanie v RF: sostojanie i puti razvitiya // Bankovskie uslugi, 2011, № 3, str. 20-23.
7. Vikulov V.S. Tipologiya bankovskih innovacij // Finansovyy menedzhment. - 2004. -№ 6. - S. 12-19. - URL: <http://www.finman.ru/articles/2004/6/3418.html>
8. Distantsionnoe bankovskoe obsluzhivanie / kol.avtorov. - M. :KNORUS : CIPSiR, 2010. - 328 s.



9. Karminskij A.M., Nesterov P.V. Informatizacija biznesa. M.: Finansy i statistika, 1997. 218 s.
10. Cvetkov V.Ja. Informacionnaja model' kak osnova obrabotki informacii v GIS // Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Geodezija i ajerofotos#emka. 2005. № 2. S. 118-122.
11. Cvetkov V.Ja. Metodologicheskie osnovy primenenija IKT pri upravlenii vysshim uchebnym zavedeniem // Informatizacija obrazovanija i nauki. 2010. № 1(5). S. 25-30.
12. Tsvetkov YAa. Information Asymmetry as a Risk Factor // European Researcher. 2014. Vol. (86). № 11-1. Pp. 1937-1943. DOI: 10.13187/er. 2014.86.1937.
13. Tsvetkov V.Ya. Cognitive information models // Life Science Journal. 2014. № 11(4). Pp. 468-471.
14. Weinberger M.G., Allen C.T., Dillon W.R. Negative information: Perspectives and research directions // Advances in consumer research. 1981. V. 8. № 1. P. 398-404.

Publication history

Article received: 22.04.2022

Article accepted: 06.05.2022

Article published online: 18.05.2022



IMPACT OF DEMULSIFIERS ON THE FLOW POINT AND RHEOLOGICAL PROPERTIES OF THE OIL MIXTURE

¹Mehpara Adigozalova, ²Elnur Alizade, ³Fahmin Azizli

^{1,2,3}ASOIU, Department of "Oil and Gas Transportation and Storage"; ¹Associate Professor, ^{2,3}Master student
E-mail adress: ²e.alizade.99@gmail.com, ³fahmin99@mail.ru

ABSTRACT

This article analyzes effective methods to prevent the occurrence of ARPS and offers recommendations to increase the effectiveness of such work. The effectiveness of the applied methods was studied, the application of new technologies was proposed. The need for theoretical efficacy and trials has been identified.

The main tasks of the oil industry, as a rule, include increasing the profitability of oil production through the application of advanced technologies, and in particular the extension of the period of overhaul of wells. One of the reasons for the decrease in this indicator is the formation of asphalt, resin and paraffin sediments (ARPS). The achievements in the development of the oil industry are due to the analysis of the serious complications encountered in the development of oil fields. Processes of oil production, storage and refining include asphaltene-resin-paraffin sediments (ARPS) and salt deposits, equipment corrosion damage, formation of stable oil emulsions, a complex of problems related to high paraffinity, etc. complicated by. These circumstances require theoretical and experimental studies aimed at substantiating effective compositions to prevent the formation and accumulation of deposits with the aim of subsequent issuance of scientific recommendations for the implementation of the process. One of the most serious complications in the production and transportation of oil is ARPS. In many fields, the operating well stock is subject to intensive processes of formation and accumulation of deposits on downhole equipment, which reduce the productivity of production wells and, as a result, their turnaround time. Deposits are also formed in the collection system of well production, making it difficult to transport it, requiring periodic cleaning of the inner surface of the pipes. One of the methods to combat ARPS is chemical methods to prevent or remove deposits. The search for effective inhibitory additives to oil should be carried out taking into account the geological and physical features of the development object, the component composition of sediments and the rheological properties of oil, as well as the patterns of formation and accumulation of ARPS, which make it possible to reasonably approach the issues of preventing negative impacts during oil production. The aggravation of the problem of ARPS in recent years has led to the intensification of research in this direction. Therefore, in order to select the most chemically effective methods for the prevention and extraction of ARPS, it is necessary to obtain an adequate understanding of the composition, properties and structure of the primary oil and the resulting sediments. The most effective way to prevent the development of ARPS inhibitors is to use inhibitory supplements. Such additives have a depressant, transformative and destructive effect. The majority of commercially produced inhibitors of ARPS inhibitors are based on the use of depressants or substitutes in combination with dispersants. The development of such compositions of inhibitors of the formation of ARPS inhibitors is currently based on a simple empirical listing of possible ratios of their components in a given ARPS inhibitor with the assessment of their effectiveness. Due to the fact that each oil field has its own physical and chemical properties, the approach to the



selection of the reagent is carried out individually. Reagents with good performance in laboratory conditions often have a weak effect on ARPS when applied directly to the wells themselves. This is explained by the fact that the structure of the ARPS is different in composition along the entire length of the production pipes and in general along the bed.

Keywords: resin, paraffin, asphaltene, oil, emulsion, reagent, solutions, depressants, solvents, mixtures, temperature indicators, density, sedimentation rate, etc.

DEEMULQATORUN NEFTİN REOLOJİ XASSƏLƏRİNƏ TƏSİRİNİN TƏDQIQI

¹Mehparə Adıgözəlova, ²Elnur Əlizadə, ³Fəhmin Əzizli

^{1,2,3}ADNSU, "Neftin, qazın nəqli və saxlanması" kafedrası; ¹t.ü.f.d, dosent; ^{2,3}magistrant.

E-mail: e.alizade.99@gmail.com¹, fahmin99@mail.ru²,

XÜLASƏ

AQPÇ-nin yaranmasının qarşısını almaq üçün effektiv metodlar təhlil olunmuş və bu cür işlərin səmərəliliyinin artırılması üçün tövsiyələr təklif olunmuşdur. Tətbiq olunan metodların səmərəliliyi öyrənilmiş, yeni texnologiyaların tətbiqi təklif edilmişdir. Nəzəri səmərəlilik və laboratoriya sınaqlarına ehtiyac olduğu müəyyən edilmişdir.

Neft sənayesinin əsas vəzifələrinə bir qayda olaraq qabaqcıl texnologiyaların tətbiqi yolu ilə neft hasilatının rentabelliyyəsinin artırılması və xüsusən də quyuların əsaslı təmir müddətinin uzadılması daxildir. Bu göstəricinin azalmasının səbəblərindən biri də asfalt, qatran və parafin çöküntülərinin (AQPÇ) əmələ gəlməsidir. Quyu hasilatının kollektor sistemində də çöküntülər əmələ gəlir və bu proses daşınmanı çətinləşdirir, boruların daxili səthinin vaxtaşırı təmizlənməsini tələb edir. AQPÇ ilə mübarizə üsullarından biri çöküntülərin qarşısını almaq və ya çıxarmaq üçün kimyəvi üsullardır. Neftə təsirli inhibitor əlavələrin axtarışı işlənmə obyektinin geoloji və fiziki xüsusiyyətləri, çöküntülərin komponent tərkibi və neftin reoloji xassələri, həmçinin AQPÇ-nin əmələ gəlməsi və yığılma qanunauyğunluqları nəzərə alınmaqla aparılmalıdır. Hər bir neft yatağının özünəməxsus fiziki-kimyəvi xassələri olduğundan, reagentin seçilməsinə yanaşma fərdi şəkildə həyata keçirilir. Çox vaxt laboratoriya şəraitində yaxşı göstəricilərə malik reagentlər birbaşa quyuların özlərində tətbiq edilən zaman AQPÇ-yə zəif təsir göstərir. Bu, onunla izah olunur ki, AQPÇ strukturu NK boruların bütün uzunluğu və ümumiyyətlə yataq boyu müxtəlif tərkibli olur.

Açar sözlər: qatran, parafin, asfalt, neft, emulsiya, reagent, məhlullar, depressant, həlledicilər, temperatur göstəriciləri, sıxlıq, çökmə sürəti.

Giriş: AQPÇ-nin meydana gəlməsinin qarşısını almağın ən təsirli yolu inhibitor əlavələrin tərkiblərindən istifadə etməkdir. Belə aşqarlar depressiv, dəyişdirici və dağıdıcı təsir göstərir. AQPÇ meydana gəlməsinin kommersiya cəhətdən istehsal olunan inhibitorlarının əksəriyyətinin tərkibi depressant və ya dəyişdirici əlavələrin dispersant maddələrlə birləşməsinin istifadəsinə əsaslanır. AQPÇ əmələ gəlməsi inhibitorlarının bu cür kompozisiyalarının yaradılması hazırda müəyyən AQPÇ-də onların effektivliyinin qiymətləndirilməsi ilə tərkibindəki komponentlərin mümkün



nisbətlərinin sadə empirik sadalanmasına əsaslanır. Bu üsul baha başa gəlir və onun əsasında yaradılmış reagentlər nadir hallarda müxtəlif obyektlərdə universal səmərəliliyi ilə fərqlənir. Buna görə də, AQPÇ meydana gəlməsinin kompozit inhibitorlarının effektivliyini qiymətləndirmək üçün universal ekspress metodun yaradılması aktualdır. Asfalt, qatran və parafin çöküntülərinin strukturu, fiziki-kimyəvi xassələri və onların metal səthində çökmə sürəti arasında əlaqənin müəyyən edilməsi, sonradan müəyyən edilmiş nümunələr əsasında asfalt, qatran, parafin əmələ gəlməsinin qarşısının alınması məqsədilə kompozit inhibitorlarla işlənməsi təhlil olunmuşdur.

Məqsəd: AQPÇ ilə effektiv mübarizə aparmaq üçün onların tərkibini, xassələrini və formalaşma prinsiplərini bilmək lazımdır. AQPÇ-nin formalaşma mexanizmi hələ kifayət qədər öyrənilməmişdir. Neft-mədən avadanlıqlarında parafin əmələgəlmə prosesi ilə bağlı məlumatların əksəriyyəti neft hasilatı, toplanması və nəqli sistemlərinin öyrənilməsinə, həmçinin AQPÇ-nin kimyəvi tərkibinin və fiziki-kimyəvi xassələrinin öyrənilməsinə əsaslanır. Nəzərdən keçirilən problem üzrə mövcud bilik səviyyəsi AQPÇ-nin əmələ gəlməsinə yüksək dəqiqliklə proqnozlaşdırmağa, neftli təbəqələrin baş verməsinin geoloji şəraitindən və fiziki-kimyəvi xassələrindən asılı olaraq onlarla mübarizə aparmağın müvafiq yollarını seçməyə imkan vermir.

Demulqatorların axın nöqtəsinə təsirini öyrənmək məqsədilə aparılan təcrübələrin nəticələri tədqiq olunan nisbətlərdə Sanqaçal yatağının su-neft emulsiyası üzərində tədqiq edilmişdir.

AQPÇ həlledicilərinin həlledici gücü sınaqdan keçirilmişdir. Sanqaçal yatağının neftindən AQPÇ, 15°C-də soyudulmuş metal səthə çökdürülməklə əldə edilmişdir. Daha sonra AQPÇ 25°C-ə qədər qızdırılıb və 2-3 saat saxlanılıb. Nəticədə nisbətən bərk çöküntü əldə edilib ki, bu da sonradan həlledicilərin təmizləmə qabiliyyətini yoxlamaq üçün istifadə olunur.

Üzvi həlledicilərin sınağı aşağıdakı prosedura uyğun aparılmışdır: həlledicilərin effektivliyini müəyyən etmək üçün tədqiq edilmiş AQPÇ nümunəsi yumşalma temperaturuna qədər qızdırılıb, homogen vəziyyətə gələnə qədər qarışdırılır və yaranan kütlədən 10 mm diametrli toplar hazırlanır. Nümunə tor ölçüsü 1,0 × 1,0 mm, səbətin diametri 20 mm və hündürlüyü 20 mm olan əvvəlcədən çəkilmiş, polad səbətlərə yerləşdirilmişdir.

AQPÇ nümunələri olan səbətlər çəkilmiş, AQPÇ nümunəsinin çəkisi 0,005 q dəqiqliklə təyin edilmişdir. Daha sonra AQPÇ nümunəsi 150 sm³ həcmli möhürlənmiş kameraya yerləşdirilmiş, burada öyrənilən həlledici 1 q AQPÇ-yə 10 q nisbətində əlavə olunmuşdur. Həlledici 0,005 q dəqiqliklə çəkilmişdir. Təcrübə temperaturu 20°C, saxlama müddəti isə qarışdırmadan müvafiq olaraq 0,5; 1, 2, 4, 6 saat olmuşdur. Müəyyən fasilələrlə səbətlər həlledicidən çıxarılıb və AQPÇ kütləsi sabit vəziyyətə gələnə qədər açıq havada saxlanılmışdır.

Həlledici ilə sıxışdırılıb çıxarılan AQPÇ kütləsi, 0,005 q fərq ilə aşağıdakı kimi hesablanır:

$$G_{\text{çix}} = G_{\text{AQPÇ}} - G_{\text{qal}} \quad (1)$$

burada $G_{\text{AQPÇ}}$ – AQPÇ nümunəsinin çəkisi; G_{qal} – səbətdəki AQPÇ qalığının çəkisi.

Həlledicinin yuyulma qabiliyyəti parafin çöküntülərinin ilkin və son kütləsi arasındakı fərqin nümunənin ilkin kütləsinə olan faizlə nisbəti kimi müəyyən edilmişdir:

$$E_m = (G_{\text{qal}} - G_{\text{AQPÇ}}) \cdot 100 / G_{\text{AQPÇ}} \quad (2)$$

Əgər həlledicinin təsiri altında AQPÇ nümunəsi şişirsə, onda həlledicinin yuyulma qabiliyyəti müsbət qiymət alır və ədədi qiymət nə qədər yüksəkdirsə, şişmə effekti bir o qədər çox olur. Əgər həlledicinin təsiri altında AQPÇ nümunəsi həll olunarsa, bu zaman həlledicinin yuyulma qabiliyyəti qiyməti mənfi olur və onun mütləq dəyəri nə qədər yüksək olarsa, həllin təsiri bir o qədər çox olur. Həllolma dərəcəsi həm həll olunma dərinliyi, həm də prosesin sürəti ilə qiymətləndirilir. Yarım saatlıq fasilələrlə ən yaxşıdan ən pisə kimi yerlər ardıcıl olaraq qeyd edilir, sonda yerlərin cəmi müəyyən edilirdi. Ən az yerlərin cəminə malik həlledici ən yaxşıdır.

Aparılan tədqiqatlardan alınan nəticələrin təhlilindən çıxan əsas nəticə ondan ibarətdir ki, demulqatorların axma nöqtəsinə təsiri praktiki olaraq yoxdur. Temperaturun bir qədər azalması eksperimental səhv daxilindədir. Bununla belə, güman etmək olar ki, deemulqatorlar depressantların təsirini bir qədər artırır. Müəyyən olunmuşdur ki, təsiredici maddələrin ümumi xarakterinə əsaslanan digər demulqatorlar da neftin reologiyasına mənfi təsir göstərməməlidir.



Şəkil 1. Depressantın Sanqaçal yatağından olan neftdən suyun ayrılmasına təsiri

Depressor aşqar əlavə edilmiş Sanqaçal yatağı neft nümunəsindən əmələ gələn AQPÇ-nə demulqatorların təsirini yoxlamaq üçün “soyuq çubuq” üsulundan istifadə edilmişdir (şəklə bax). Müəyyən edilmişdir ki, deemulqator inhibitorların effektivliyini orta hesabla 2-4 dəfə artırır. Yekun sınaq nəticələri cədvəldə göstərilmişdir. Qeyd edək ki, suyun neftə əlavəsi səmərəliliyi 4-5% artırır. Suyun 10%-dən yuxarı kəsilməsi ilə bu təsir yox olur.



Cədvəl. Deemulqatorun depressor aşqarın effektivliyinə təsiri

Reagent	Reagentlərin qatılığı				
	200 q/t	200 q/t + 50 q/t deemulqator	200 q/t + 100 q/t deemulqator	Sulaşma dərəcəsi 10% olan neft + 200q/t + 50 q/t deemulqator	Sulaşma dərəcəsi 10% olan neft + 200 q/t + 50 q/t deemulqator
Depressor aşqar	67	68	68	72	66

Bu günə qədər müxtəlif yanaşmalara əsaslanan parafinin çökməsini proqnozlaşdırmaq üçün çoxlu sayda üsullar işlənib hazırlanmışdır, lakin əsas meyar parafinin intensiv buraxılması zamanı neftin parafinlə doyma temperaturunun ətraf mühitin temperaturundan artıq olmasıdır. Bu zaman neftdə bərk faza yaranmağa başlayır. Bütün mövcud üsulları şərti olaraq iki qrupa bölmək olar: quyunun parafinləşməsinin başlanğıcının dərinliklərinin proqnozlaşdırılması üsulları; AQPÇ çökmə sürətinin proqnozlaşdırılması üsulları.

Bundan əlavə, tədqiqatlar zamanı məlum olmuşdur ki, quyunun müxtəlif seksiyalarında APQÇ çökmə sürətinin müəyyən edilməsində quyu lüləsindəki maye temperaturunun təqribi hesablanması seçilməsi, neftin parafinlə doyma temperaturu mühüm rol oynayır. Bu, daha iki əlavə hesablama metodunun tətbiqinin ehtiyacına səbəb olmuşdur: quyuda temperatur qradientinin hesablanması üsulları; neftin parafinlə doyma temperaturunun hesablanması üsulları.

Nəticə: 1. "Soyuq çubuq" üsulu ilə temperaturdan asılı olaraq Sanqaçal yatağı neftindən parafin yığılmasının kinetikası müəyyən edilmişdir ki, bu da 5°C optimal sınaq temperaturunda inhibitorun təsirini daha da qiymətləndirməyə imkan verir, parafinin yığılması prosesinin başa çatması 4 saat reaksiya müddətinə uyğun gəlir. Soyuq çubuğun səthində 5 °C temperaturda əmələ gələn parafinin maksimum nisbəti 8,64%, 10°C-də - 5,87%, 20°C-də - 5,24%, 30°C-də - 1,2% təşkil edir. Qeyd olunur ki, 30°C temperaturda parafinin yığılması əhəmiyyətsiz şəkildə baş verir. Xromatoqrafda aparılmış komponent tərkibinin tədqiqi göstərir ki, temperaturun azalması ilə təkcə çöküntülərə daxil olan karbohidrogenlərin tərkibi deyil, həm də onların ərimə temperaturu dəyişir ki, bu da AQPÇ-nin sonrakı əmələ gəlməsinin qarşısını alan reagentlərin əsaslandırılması üçün vacibdir.

2. Təvsiyə olunan reagentlərin depressant, inhibirləşdirici və deemulqasiyaedici xüsusiyyətlərə malik olan qarşılıqlı təsirinə qiymətləndirilməsi aparılıb və təcrübə zamanı onların hər birinin bir-birinə və yağların qarışığının reoloji parametrlərinə mənfi təsiri aşkar olunmayıb.

ƏDƏBİYYAT

1. Matiyev K.I., Aga-zade A.D., & Keldibayeva S.S. Removal of asphaltene-resin-paraffin deposits of various fields. // SOCAR Proceedings. – 2016, 4. – Pp.64-68.
2. Zeynalov, A.N. Study of chemical elements «MORE-R», «PG-R» efficiency against asphalt- paraffin deposits in oil field equipment. In Second International Scientific-Practical Conference «New Technologies in Oil & Gas Production». – Baku: OilGasScientificResearchProject Institute, SOCAR, 2012.



3. Guangyu Sun, Hao Zhang, Daiwei Liu, Jia You, Fei Yang, Chuanxian Li, Bo Yao. Impact of the Composition and Content of Dissolved-State Paraffins in Model Oil on the Aggregation State of Asphaltenes and the Stability of Water-in-Model Oil Emulsion. *Energy & Fuels* 2019, 33 (12), 12191-12201. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02781>
4. Wu, Z., Yang, Z., Cao, L., & Wang, G. (2016). Study on performance of surfactant-polymer system in deep reservoir. *SOCAR Proceedings*, 1, 34-41.
5. Afra S., Nasr-El-Din H.A., Socci D., Cui Z. (2018) Green phenolic amphiphile as a viscosity modifier and asphaltenes dispersant for heavy and extra-heavy oil, *Fuel* 220, 481–489. doi: 10.1016/j.fuel.2018.01.111.
6. Hasanova K.I. *Razvitie tehnikeskikh sredstv i tehnologij ochistki nefteprovodov ot ASPO. Ufimskij gosudarstvennyj nefljanoy tehnikeskij universitet.* 2010.

Publication history

Article received: 20.04.2022

Article accepted: 04.05.2022

Article published online: 18.05.2022



ENVIRONMENTAL PROTECTION IN THE CONSTRUCTION OF THE PIPELINES

¹Elton Babayev, ²Gülarə İmanova

^{1,2}ASOIU, ^{1,2}department of “Oil and gas transportation and storage”, ¹master student, ²PhD

E-mail: ¹eltonbabayev@list.ru; ²imanova.gulara@bk.ru

ABSTRACT

During the design and construction of pipelines, the protection of pipeline equipment, as well as the foundations of pipelines, from possible environmental impacts is one of the most important issues to be addressed. The level of environmental pollution is determined by how human health affects plants, as well as animals, as well as equipment. Another issue is the need to develop scientifically sound forecasts for environmental protection, and many countries are paying more attention to forecasting.

As we know, oil, oil products, as well as diesel fuel, gasoline and other products are transported on land mainly through pipelines. Pipeline transport is the safest mode of transporting liquids on land to a specific area. The length of pipelines in modern times reaches hundreds of kilometers, so the volume of spills of hazardous material can be very large. In order to limit the impact area of spills, secondary protection measures are taken only in critical areas (for example, at the intersection of roads or rivers).

Keywords: pipelines, environment, vegetation, land reclamation.

Introduction: The oil and gas industry are potential sources of environmental pollution. The main pipeline routes are laid in different natural-climatic zones, which differ in geology, geographical landscape, development, sensitivity and technical impact of their character and the scale of the consequences. The operation of the pipelines affects the soil environment, vegetation, wildlife, groundwater and surface water, and the surface layer of the atmosphere. The effects can be direct or indirect, long-term or short-term. They can manifest themselves in the form of mechanical damage, contamination, thermal contamination. Direct impacts on the environment may include route disruption, vegetation destruction during road clearance. An example of long-term effects on the environment is thermal effects. In the event of an accident, air pollution due to gas emissions or oil combustion is characterized by a significantly shorter exposure. Based on a careful study of the impact on the environment and the consequences associated with them, at all stages of the pipeline implementation, the following interrelated components are noted - soil and vegetation, surface and groundwater, the surface layer of the atmosphere and wildlife. The air environment is represented by the surface layer of the atmosphere that is exposed to pollution during the operation of the pipelines. During the construction and operation of the main pipelines, regulations were developed and implemented by the State Oil Company of the Republic of Azerbaijan for the proper observance of environmental protection. In order to avoid environmental complaints, it is necessary to install a special crossing in the settlements, offices and organizations located in the areas where the pipelines pass, in order not to disturb the living and working conditions of people, not to disturb the movement of people in the dug areas. Pipelines are energy consuming facilities. Their failures cause significant material damage, as well as damage to the environment. Transportation of numerous technical pipelines, explosives,



flammable products, components, etc. can cause pollution of the local and general environment. Fault in the main line - loss of total strength as a result of loss or destruction of the density of the pipeline wall, pipe sections, causing significant environmental damage, with irreversible consequences for the environment. The criterion for the environmental safety of the pipeline is their reliability, the main indicator of the quality of any structure is the ability to perform the specified functions while maintaining its operational characteristics throughout its life. To fully characterize the damage, it is assessed not only qualitatively, but also quantitatively. By knowing the quantitative assessment, you can make the right decision about how safe this effect is. What is the damage? In terms of quality, this is the result of an impact characterized by a partial loss of natural function in the environment. Quantitatively, this is a measure of the lost function. We know that as a result of harmful effects on the environment, the surface layer of the atmosphere, water bodies, soil and plant complexes are polluted, and the living conditions of humans and animals are deteriorating. Each of these components causes some damage. It can be recreational, environmental and material. Recreational damage is expressed by the loss of recreational functions of the natural environment (self-recovery). The ecological damage to the environment consists of the deterioration of the living conditions of wild birds, etc. Material damage occurs as a result of the reduction or elimination of material values of the environment. All this can lead to oil pollution and degradation of agricultural lands and water bodies.

Assessment of environmental damage includes expert assessment. For material damage, as a rule, it is advisable to take into account the material and labor costs. [2,3]

Objective: The impact of construction period on the vegetation cover is determined by the design scheme, construction technology and terrain conditions for the pipeline. The main impacts on the BTO are related to the production of preparatory work, including: clearing of the route vegetation; removal of stones and stumps; lane planning, construction of temporary entrances and sidewalks; cutting longitudinal slopes. Significant preparatory work is carried out directly on the construction strip, the width of which is determined by CH 45273 depending on the diameter D of the pipeline and the soil category for the main underground pipelines (Table 1). [2]

Land strips for main underground pipelines are given for temporary short-term use for the period of their construction, but not more than three years, and land plots for placement of connecting fittings (not more than 10x10 m each) are given for indefinite (permanent) use.

When laying 2 or more parallel lines of main underground pipelines, the width of the land strip shall be taken equal to the width of the land strip for one line (Table 1) plus the distance between the lines of the extreme pipelines.

Table 1. Width of land strip for construction of underground pipelines

Diametre, m	On non-agricultural lands of the State Forest Fund unsuitable for agriculture	On non-agricultural lands of the worst quality during the restoration of the fertile layer
$D \leq 0,426$	20	28
$0,426 < D \leq 1,020$	23	33
$0,720 < D \leq 1,020$	28	39
$1,020 < D \leq 1,220$	30	42
$1,220 < D \leq 1,420$	32	45



Reclamation condition of lands damaged during pipeline construction.

Amelioration is a set of measures to bring disturbed agricultural lands and forest lands to a condition suitable for use in agriculture and forestry, and on other lands to a condition suitable for their intended use during construction.

In accordance with the main provisions on the development of mineral deposits and peat deposits, reclamation of lands damaged during geological exploration and construction, reclamation works are carried out during construction, and if this is not possible no later than one year after construction.

For the construction of main pipelines, VNIIST has developed an Instruction on land reclamation during the construction of pipelines (BCH 179-85. M., 1985).

Rehabilitation of the pipeline with a diameter of up to 0.82 m includes the following operations:

- removal of a layer of fertile soil from zone D with a width of 3.5 m by means of a rotary excavator ETR 254-05 along the axis of the trench marked with poles (Fig.1 a) (Table 2). In this case, the soil waste is transported at a distance of 5-7 m from the edge of the reclamation strip;
- excavation of a trench and filling of the pipeline with bulldozers DZ-18 and DZ-27 (Fig.1 b, c);
- distribution of excess mineral soil along the reclamation strip and compaction by bulldozers or DZ-406 motor grader with longitudinal transitions. After compaction, the surface of the reclamation strip should be placed under the marks of adjacent parts and have open edges (Pic. 1, d);
- bulldozing of the fertile soil layer and final planning of the strip with longitudinal crossings (Fig.1, g).

According to the recommendations for the removal of the fertile soil layer in the production of mining and other works, the reclamation of the fertile layer should be carried out along the entire thickness of their deposits.

Width of construction zone during reclamation of fertile soil layer, m Table 2

D, m	A	B	C	D	E	F	G
$D \leq 0,426$	4	3	1,5	2	3,5	11	14
$0,426 < D \leq 0,726$	5	3	1,5	2,5	3,5	12,5	15,5
0,820	6	3	1	4,5	3,5	12,7	18
1,020	6,2	4	4	5	3,5	12,7	22,7
1,220	6,6	4	4	6	3,5	13,2	24,1
1,420	6,6	4	4	7	3,5	13,4	25,1

Methods: When the thickness of the fertile layer is more than 0.5 m

The reclamation technology described above for pipelines with a diameter of 1,020-1,420 m has the following differences:

- the waste of the fertile layer is organized at a distance of 11-13 m from the edge of the reclamation strip with a rotary excavator ETP 254-05 with increasing the range of soil transportation. If necessary, -the waste is additionally bulldozed to the above distance;
- the second operation is performed without modification;
- when the thickness of the fertile soil layer is more than 0.5 m, subsequent operations are carried out in the same way as for pipelines up to 0.820 m in diameter;



-before the third operation, the reclamation strip with a thickness of 0.2-0.5 m of the fertile layer is widened to 7 m with a parallel passage of a rotating excavator. In this case, the treated fertile soil is placed in the waste of the cultivated soil during the first transition (Fig.1, e);

-subsequent operations are performed in a similar way (Fig.1, e, g).

The need to expand the reclamation strip is due to the increase in the volume of soil and, as a result, the height of the mineral soil layer distributed along the trench.

When the diameter of the pipeline is up to 0.820 m, the height of the excess soil layer within the strip does not exceed 0.15 m. Therefore, one pass of a rotor excavator is absolutely sufficient for any thickness of the fertile layer.

In the range of pipe diameters of 1,020-1,420 m, the height of excess soil layers varies between 0.23 and 0.45 m. Therefore, the technology described when the width of a typical reclamation strip is 3.5 m is recommended in areas where the thickness of the productive layer is more than 0.5 m. However, in the range of 1,020-1,420 m diameter, where the thickness of the fertile layer is less than 0.5 m, the height of the excess soil layer can significantly exceed the level of the construction strip surface. It is planned to expand to m (Table 2).

In all cases, reclamation parameters - the width and thickness of the extracted fertile layer, working time, the range of technical means are determined in the project.

During the removal and storage of the fertile layer, it is not allowed to mix it with the underlying rocks, contaminate it with liquids and other materials.

Due to the year-round construction, there is a need for land reclamation in winter. The main difference between land reclamation in winter is due to the possibility of placing productive waste in the area where the installation works are carried out. The waste of the fertile soil is pre-planned with bulldozers to ensure the passage of the insulation-floor column and the production of installation works.

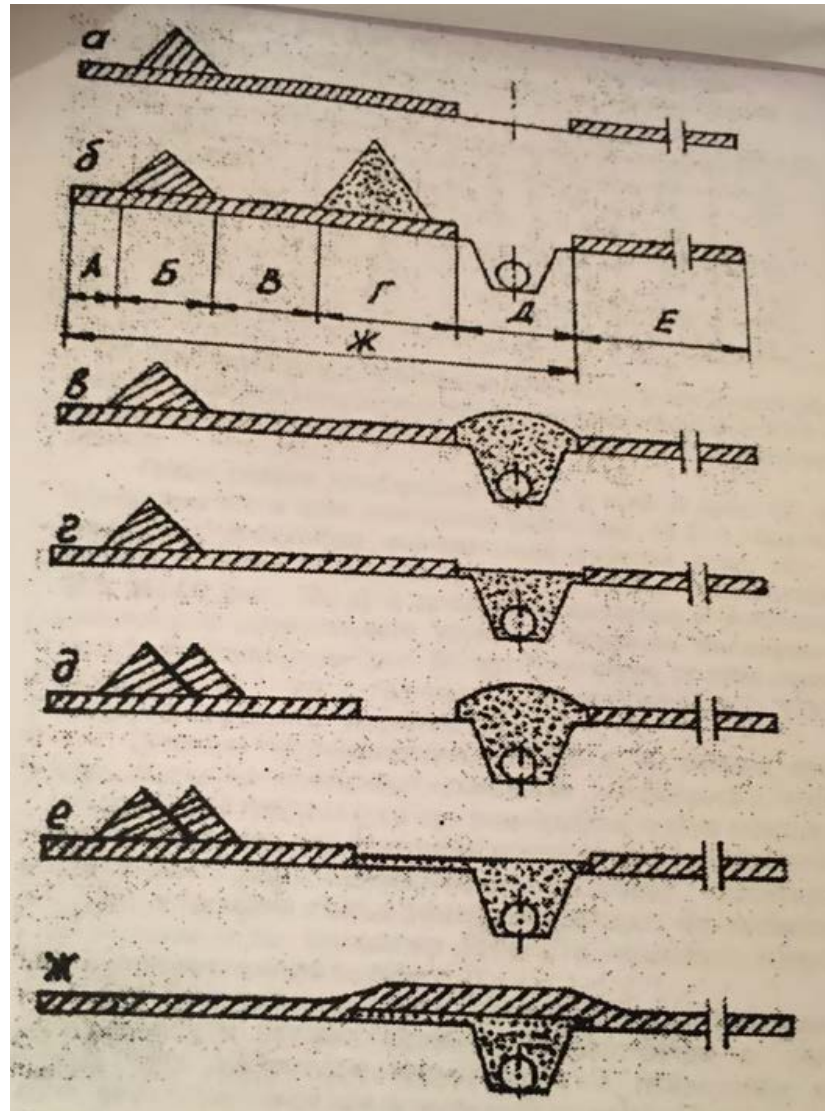


Figure 1. Construction strip during reclamation of fertile soil layer

Conclusion: Thus, the reclamation condition of the lands damaged during the construction of the pipelines was investigated. During the removal and storage of the fertile layer, it is not allowed to mix it with the underlying rocks, contaminate it with liquids and other materials.

Due to the year-round construction, there is a need for land reclamation in the winter. The main difference between land reclamation in winter is due to the possibility of placing productive waste in the area where the installation works are carried out. The waste of the fertile soil is pre-planned with bulldozers to ensure the passage of the insulation-floor column and the production of installation works.



REFERENCES

1. K.Mammadov, Z.Musayev, A.Mursalov, V.Mammədova, “Engineering facilities and equipment for oil collection and transportation”, Baku, 2009.
2. Q.Q.Qumbatov, P.A.Dashdiev, “Environmental protection during production, storage and transportation of oil using colloidal components”, Baku, Elm, 1998.
3. H.F.Miralamov, Q.G.Ismayılov. Oil and gas transportation by pipelines. Baku, 2010.
4. “An environmental screening model to assess the consequences to soil and groundwater from railroad-tank-car spills of light non-aqueous phase liquids”. J. Hazard. Mater. 2009.

QURUDA BORU KƏMƏRLƏRİNİN TİKİNTİSİNDƏ ƏTRAF MÜHİTİN MÜHAFİZƏSİ

¹Elton Cavid oğlu Babayev, ²Gülərə İsrafil qızı İmanova

^{1,2}ADNSU, ^{1,2}“Neftin, qazın nəqli və saxlanması” kafedrası, ¹magistrant, ²dosent, texnika elmləri namizədi.

E-mail: ¹eltonbabayev@list.ru; ²imanova.gulara@bk.ru

XÜLASƏ

Boru kəmərlərinin layihələndirilmə və tikintisinin yerinə yetirildiyi dövrdə, kəmərlərin avadanlıqlarının, eləcə də borulara aid özüllərin ətraf mühitin mümkün olan təsirlərindən mühafizə məsələləri həll edilməli olan əhəmiyyətli problemlərdəndir. Ətraf mühitin çirklənməsinə gətirib çıxaran mənbələri azaltmaq mümkündür, lakin ümumilikdə onların hamısının yaratdığı fəsadları, problemləri sıradan çıxartmaq olmur. İnsanların sağlamlığı, bitkilərə, eləcə də heyvanlara, həmçinin, avadanlıqlara hansı formada təsir etməsinə əsasən, ətraf mühitin çirklənməsinin səviyyəsi təyin edilir. Sonrakı bir məsələ isə ətraf mühitin qorunmasının elm sahəsində əsaslandırılmış şəkildə proqnozların hazırlanması və işlənilməsinin tələb olunmasıdır və bir çox dövrlər, proqnozlaşmaya daha diqqətlə yanaşırlar.

Açar sözlər: boru kəmərləri, ətraf mühit, bitki-torpaq örtüyü, meliorasiya.

Publication history

Article received: 18.04.2022

Article accepted: 02.05.2022

Article published online: 18.05.2022



CALCULATION OF BALANCE RESERVES OF COMPOSITION AND COMPONENTS OF GAS RESERVOIR

¹Elvin Babazade, ^{1,2}Shahin Ismayilov

^{1,2}ASOİU, ^{1,2}Oil & Gas & Mining faculty, ²PhD, ¹master degree

Email address: elvinbabazade966@gmail.com

ABSTRACT

Foreseeing the development of the aquifer depends on certain perspectives of petroleum designing, such as controlling water molding, calculating saves, planning well completion, separators, pumps, and so on. It can be as imperative as the plan of surface offices such as Water spill estimating is vital within the depiction and administration of a hydrocarbon reservoir.

This think about centered on the utilize of a generalized fabric balance condition together with an expository arrangement of the dissemination condition for a steady inner boundary weight to decide the estimate of the water-bearing layer in contact with the gas-condensate layer.

It is critical to utilize when the hydrocarbon liquid could be a gas condensate. In case the conventional fabric balance condition is utilized rather than noteworthy blunders can be made, as appeared in this paper.

The most reason of this report is to illustrate capacity to decide the estimate of the watery layer entering the gas condensate supply. Once this estimation is gotten, it can be utilized as an input parameter to the store test system to anticipate future aquifer development as consumption continues.

When is utilized to depict dark oil supplies, certain disentanglements are ordinarily made. These incorporate overlooking the impacts of compression of the combined water and arrangement shake within the gas stage, in conjunction with the unstable fluid. The effect of these presumptions on gas-condensate layers will be investigated.

Keywords: material balance equation, water coning, carbohydrate reservoir, separator, diffusion equation, gas-condensate reservoir

Introduction: The conventional fabric balance condition is not appropriate for wealthy gasses which discharge oil when brought to surface and may drop a few fluids within the store on the off chance that the supply weight drops underneath the dew point. The Gas balance equation varies from past shapes of the fabric adjust condition in that it incorporates a term that accounts for the sum of oil that's volatilized in the gas stage, this solubility within the gas stage is expressed on a volumetric basis.

A unit volume of gas with a settled mass at store weight and temperature is extended to standard conditions and the volumes of oil and gas gotten are measured. The volatilized oil-gas proportion (R_v) is communicated at the ratio of barrels of oil advanced per standard cubic feet of gas. This term is for all intents and purposes zero for a dry gas or for the gas cap related with a dark oil. Be that as it may, as shown in this paper, disregarding R_v when the reservoir fluid could be a gas-condensate can lead to critical errors in the interpretation.

The central inspiration for this consider is our current interest in water coning in level wells. It is utilized numerical reservoir recreation to consider the behavior of vertical wells completed near to a hydrocarbon/water contact. One strategy proposed to prevent coning was the completion of the



vertical well both over and underneath the hydrocarbon/water contact, but creating both streams through partitioned tubings. The reason of this would be to have an independent control on the weight drawdowns over and below the hydrocarbon/water contact so that coning might be suppressed. Be that as it may, to legitimately plan and operate these wells, it would be of vital significance to know the quality of the aquifer and how quick the hydrocarbon/water contact rises as exhaustion propels. The strategy outlined in this paper allows the assurance of the length, or the sweep (depending on the geometry) of the aquifer. Once this is known, it can be used as an input parameter to a reservoir test system to create forecasts of the expansion of the aquifer, and hence the rise of the hydrocarbon/water contact.

Objective: Amid the evaluation organize of a field, scarce information is as a rule accessible to create it reasonable to utilize a 3-D supply test system to anticipate the rise of the hydrocarbon/water contact in a water/drive hydrocarbon store. This is often since such a prediction not as it were requiring a decently acceptable description of the supply itself, but moreover of the encroaching aquifer. In any case, it is amid the evaluation arrange, and early advancement of the field, that important information can be gotten around the sizes of both the reservoir and any neighboring aquifer utilizing material balance procedures. This data can at that point be used as input to a store test system to anticipate how fast the neighboring aquifer will infringe into the reservoir.

In this paper, a compositional numerical simulator was utilized to produce engineered generation information. Input to the compositional numerical test system were: initial reservoir liquid composition and weight, reservoir temperature, supply estimate, porosity, permeability, and generation limitations. Two cases were considered one with a direct foot aquifer and one without it. Yield from the test system were: initial hydrocarbon pore volume, normal store pressure, oil, gas, and water generation rates and cumulative generation. These normal weights and production information are at that point utilized as input to the material balance condition. A stage behavior bundle is fed with the beginning supply liquid composition and outputs PVT properties such as: arrangement volume factors (B_o , and B_g), arrangement gas–oil proportions (R_s), and volatilized oil–gas proportion (R_v) as a work of pressure. The legitimacy of these properties is verified by coordinating exploratory PVT from constant composition extension and separator tests to predicted properties from the EOS. These PVT properties are moreover utilized within the fabric adjust condition.

Figure 1 outlines the coupling of these two procedures to approve the fabric adjust approach. A store demonstrates with given dimensions, properties, liquid composition, and drive mechanism was expected.

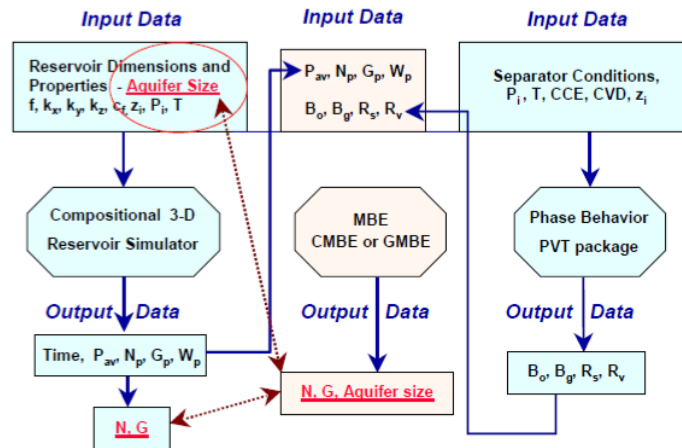


Figure1. Flow of information to analyze the effectiveness of the Gas Balance Equation to back calculate the input to the compositional reservoir simulator

Methods: As portrayed in Fig. 2, the supply was modeled using a square with measurements 2639.7x2639.7x120 ft within the even and vertical headings, respectively. The numerical lattice had nine gridlocks in each horizontal direction, and four within the vertical direction. The porosity was accepted steady all through the reservoir with an esteem of 13%. The store temperature was set break even with to 285 8F. (The same as the one reported within the liquid lab report portrayed below). The store was modeled using a piece with measurements 2639.7x2639.7x120 ft within the horizontal and vertical bearings, respectively. The numerical network had nine gridlocks in each horizontal heading, and four within the vertical direction. The porosity was expected consistent throughout the reservoir with an esteem of 13%. The store temperature was set rise to 285 8F. (The same as the one reported within the liquid lab report portrayed underneath).

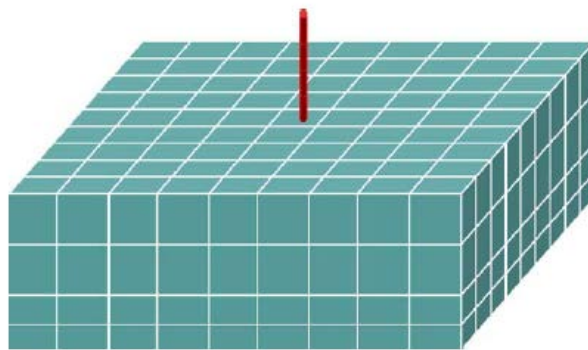


Figure 2. Geometrical representation of reservoir.

Table 1 records the values of porousness, thickness and profundity doled out to each of the four layers in the reservoir model. The introductory store weight was 6000 psia, and the dew-point weight at 285 8F was 5323.3 psia.



Table 1
Reservoir permeabilities, thickness, and depths of each simulation layer

Layer	$k_x = k_y$, md	k_z , md	Thickness, ft	Depth, ft
1	130	13	30	7330
2	40	4	30	7360
3	20	2	50	7400
4	150	15	50	7450

The values of relative permeabilities, capillary pressures, etc., not appeared in this paper, are the same as those given within the SPE Third Comparative Solution Venture. The reservoir liquid composition was that of the Cupiagua Field, Colombia. A chromatographic report, along with a consistent composition extension (CCE) and a constant volume exhaustion (CVD) tests at 285 8F were accessible for calibrating the EOS (Table 2). Using this 36-component blend as input to the compositional numerical test system would have moderated.

Table 2
Chromatographic analysis of the Cupiagua fluid

Component	Mole fraction
CO2	0.0461
N2	0.0025
C1	0.6171
C2	0.0944
C3	0.0514
IC4	0.0136
NC4	0.0180
IC5	0.0098
NC5	0.0074
C6	0.0127
C7	0.0150
C8	0.0160
C9	0.0135
C10	0.0100
C11	0.0071
C12	0.0058
C13	0.0066
C14	0.0057
C15	0.0049
C16	0.0038
C17	0.0035
C18	0.0035
C19	0.0029
C20	0.0025
C21	0.0021
C22	0.0020
C23	0.0018
C24	0.0016
C25	0.0015
C26	0.0013
C27	0.0012
C28	0.0011
C29	0.0010
C30+	0.0070
Benzene	0.0014
Toluene	0.0042

It down drastically. Thus, the blend was lumped into eight pseudo-components as appeared in Table 3.

Just like its 36-component partner, the 8- pseudo-component blend was utilized beside the 3-parameter Peng–Robinson condition of state (PR3 EOS). When either was utilized to foresee the liquid saturation of the CCE at 285 8F, not one or the other may anticipate a dew-point liquid (gas-condensate). Instep, a bubble point fluid (unstable oil) was anticipated at this temperature. This clashed with the lab perceptions, as shown in Fig. 3.

In this manner, the PR EOS was tuned utilizing the regression methods. Fig. 4 compares the fluid immersion as obtained from the CCE test with that obtained using the tuned PR3 EOS. The supply was created expecting two different drive instruments, to be specific volumetric and water drive. Under both drive instruments, the store was produced by to begin with keeping up a level gas production rate of 6200 Mscf/day. This consistent gas production rate would be kept up for as long as the bottom hole weight within the creating well was over 500 psia, after which the gas generation rate would decline whereas keeping up the foot gap pressure constant at 500 psia.

Table 3
Pseudo-components after the Cupigagua mixture was lumped

Pseudo-component	Initial components
GRP1	CO ₂
GRP2	N ₂ and C ₁
GRP3	C ₂
GRP4	C ₃ -nC ₄
GRP5	iC ₅ -C ₆ -toluene-benzene
GRP6	C ₇ -C ₁₀
GRP7	C ₁₁ -C ₂₂
GRP8	C ₂₃ -C ₃₀₊

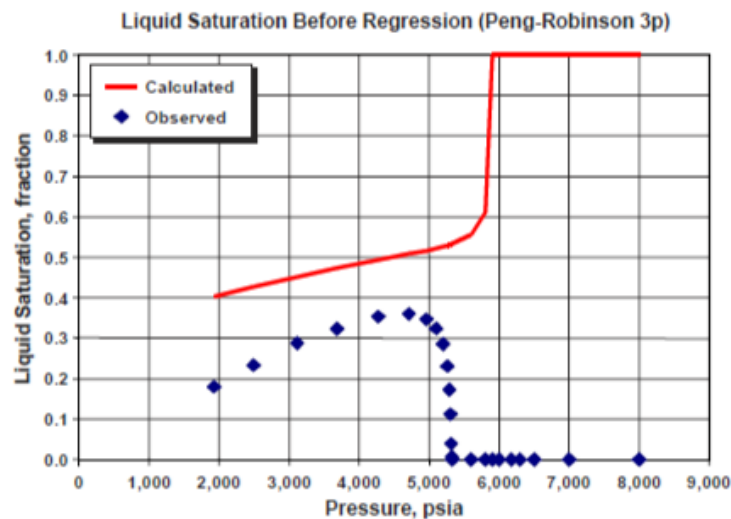


Figure 3. Untuned 3-parameter PR EOS predicts a liquid instead of a gas

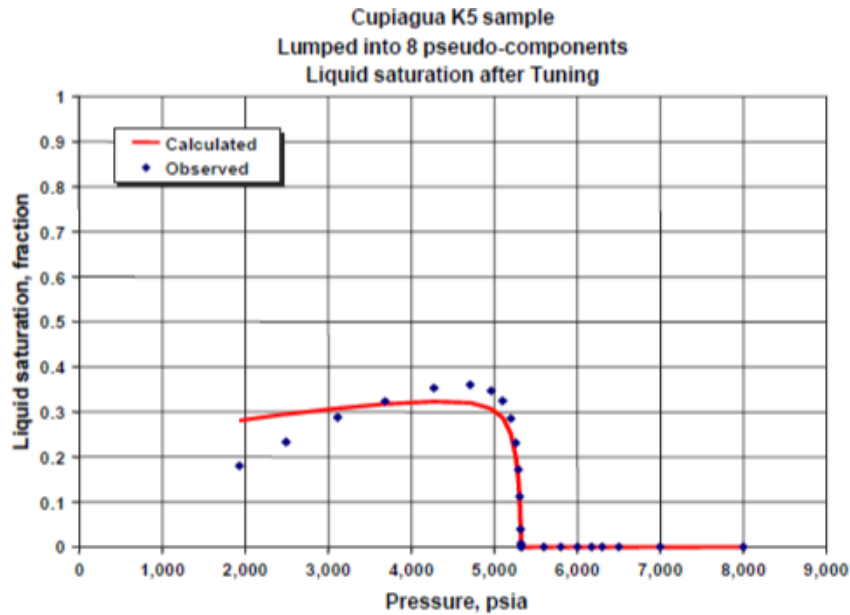


Figure 4. Liquid saturation as obtained from the CCE experiment and as predicted from the tuned PR EOS.

For the case of the water-drive supply, the underlying water-bearing arrangement was simulated assuming a numerical straight aquifer (Fig. 5). Its dimensions and properties are recorded in Table 4.

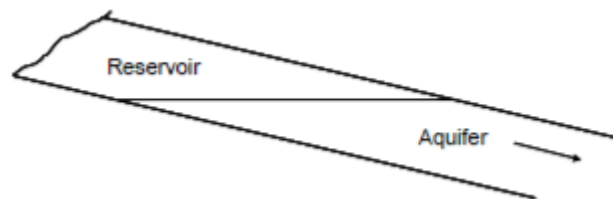


Figure 5. Reservoir with bottom-water drive exemplifies the linear aquifer case.

Table 4
 Aquifer properties used in compositional reservoir simulator

Type of aquifer	Linear
k , md	20
ϕ , %	13
A , ft ³	200,000
L , ft	1000

The moles of gas discharged and moles of oil arriving at the final consumption organize are utilized to evaluate the PVT parameters B_o , B_g , R_s . From a differential exhaustion test the expressions to evaluate B_o at a weight underneath the immersion weight is



$$B_o = \frac{\bar{V}_o(T_R, P_j)}{\bar{V}_o(T_{SC}, P_{SC}) \times \prod_{i=j}^{N_d} f_{i,i}}$$

For the arrangement gas–oil proportion at weights underneath the saturation weight, a comparative bookkeeping takes place and the ultimate expression to assess this property as indicated by Barrufet is

$$R_{sE} = \frac{\bar{V}_g(T_{SC}, P_{SC}) \left[\sum_{j=E}^{N_d} f_{v,j} \prod_{k=1}^{j-1} f_{i,k} \right]}{\bar{V}_o(T_{SC}, P_{SC}) \times \prod_{i=1}^{N_d} f_{i,i}}$$

$$N = N_{foi} + N_{fgi}$$

$$N_{fgi} = R_{vi} G_{fgi}$$

$$F = N_{foi} E_o + G_{fgi} E_g + W_e$$

$$F = N_p \left[\frac{B_o (1 - R_v R_{ps}) + B_g (R_{ps} - R_s)}{(1 - R_v R_s)} \right]$$

$$E_o = \frac{(B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s) + R_v (B_{oi} R_s - B_o R_{si})}{(1 - R_s R_v)}$$

$$F = N_p [B_o + (R_{ps} - R_s) B_g]$$

$$E_o = B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s)$$

$$E_g = B_g - B_{gi}$$

$$\frac{F}{E_g} = G_{fgi} + \frac{W_e}{E_g}$$

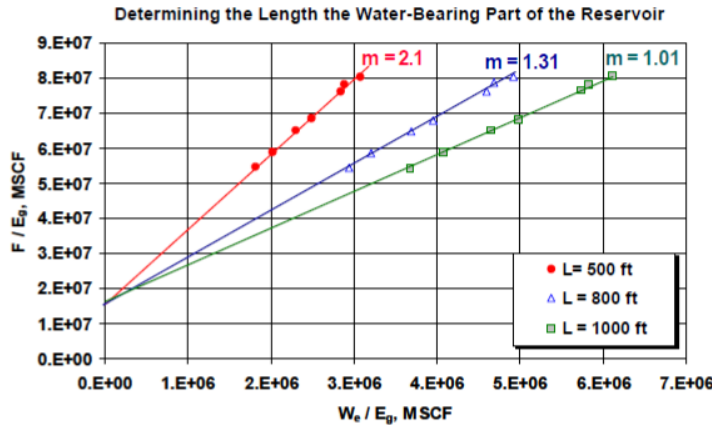
$$W_e = U \Delta p W_D (t_D)$$

$$t_D = 0.00633 kt / (\phi \mu_w \bar{c} L^2)$$

Conclusion: 1. The Generalized Gas Balance Equation can viably decide the measure of a neighboring water-bearing arrangement in a gas-condensate reservoir, given a reliable set of PVT properties have been utilized. PVT properties ought to be generated with an EOC that has been coordinated to the experimental data.

2. Use of the CMBE can genuinely overestimate the Gfgi in a gas-condensate supply (22% in the example displayed here). Neglecting the compressibilities of the shake and the water within the GMBE includes a minor impact in the determination of the Gfg (5% within the illustration

presented here) but it may be critical depending on the dimensions of the reservoir into account and they should be indicated.



REFERENCES

1. Barrufet, M.A., 1998. Evaluation of standard PVT properties from equations of state. Harts Petroleum Engineering International (May).
2. Dake, L.P., 1994. The Practice of Reservoir Engineering. Elsevier, Amsterdam.
3. Walsh, M.P., Ansah, J., Raghavan, R. The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 1. Applications to Undersaturated, Volumetric Reservoirs, paper SPE 27684 presented at the 1994 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX.
4. Walsh, M.P., Ansah, J., Raghavan, R. The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 2. Applications to Saturated and Non-Volumetric Reservoirs, paper SPE 27728 presented at the 1994 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX.
5. Whitson, C.H., Fevang, O., Yang, T. Gas Condensate PVT—What's
6. Really Important? paper presented at the 1999 IBC Conference Optimization of Gas Condensate Fields, London, Jan. 28–29.

LAY QAZININ TƏRKIBİNİN VƏ KOMPONENTLƏRİN BALANS EHTIYYATLARININ HESABATI

Elvin Babazadə, Şahin İsmayılov

^{1,2}ADNSU, ^{1,2}Qaz-Neft-Mədən fakültəsi, ²dosent, ¹magistr

E-mail: elvinbabazade966@gmail.com

XÜLASƏ



Əsas sulu təbəqənin genişlənməsinin proqnozlaşdırılması neft mühəndisliyinin müəyyən aspektlərində, məsələn, suyun konturlanmasına nəzarət, ehtiyatların hesablanması, quyuların tamamlanmasının layihələndirilməsi, separatorlar, nasoslar və s. kimi yerüstü qurğuların layihələndirilməsi kimi mühüm əhəmiyyət kəsb edə bilər. Suyun sızmasının proqnozlaşdırılması karbohidrogen anbarının təsviri və idarə edilməsində mühüm əhəmiyyət kəsb edir.

Bu tədqiqat qaz-kondensat layı ilə təmasda olan su daşıyan təbəqənin ölçüsünü müəyyən etmək üçün sabit daxili sərhəd təzyiqi üçün diffuziya tənliyinin analitik həlli ilə yanaşı ümumiləşdirilmiş material balans tənliyinin istifadəsinə yönəlmişdir. Karbohidrogen layı mayesi qaz-kondensat olduqda, GMBE-dən istifadə etmək vacibdir. Əgər GMBE əvəzinə adi material balans tənliyi istifadə olunarsa, bu yazıda göstəriləcəyi kimi əhəmiyyətli xətalara yol verilə bilər.

Bu sənədin əsas məqsədi GMBE-nin qaz kondensat anbarına daxil olan sulu təbəqənin ölçüsünü müəyyən etmək qabiliyyətini göstərməkdir. Bu ölçü əldə edildikdən sonra, tükənmə davam etdikcə akiferin gələcək genişlənməsini proqnozlaşdırmaq üçün rezervuar simulyatoruna giriş parametri kimi istifadə edilə bilər. Qara neft rezervuarlarını təsvir etmək üçün CMBE istifadə edildikdə, adətən müəyyən sadələşdirici fərziyyələr edilir. Bunlara qaz fazasında uçucu maye ilə yanaşı, birləşən suyun və lay süxurunun sıxılmalarının təsirinin nəzərə alınmaması daxildir. Bu fərziyyələrin qaz-kondensat laylarına təsiri araşdırılacaqdır.

Açar sözlər: material balans tənliyi, suyun konturlanması, karbohidrogen anbarı, separator, diffuziya tənliyi, qaz-kondensat layları

Publication history

Article received: 18.04.2022

Article accepted: 02.05.2022

Article published online: 18.05.2022



CONTINUATION OF CONNECTIONS BY OIL PIPELINES WITH RESTORATION OF WELLHEAD PRESSURE OF OIL EXTRACTION OF PRODUCTION WELLS FROM OIL AND GAS OFFSHORE FIELDS

¹Turkan Gurbanova, ²Samir Askarov

^{1,2}Azerbaijan State Oil and Industry University, ^{1,2}Department of "Oil and Gas Transportation and Storage", ¹PhD, ²master student, E-mail: mraskerov1999@gmail.com

ABSTRACT

In article briefly analyzes connections to in-field oil pipelines by restoring the wellhead pressure of offshore oil and gas fields. In the Introduction section, it is stated that the processing of survey data to reduce oil losses during surveys in gas lift wells may produce a result enabling to group these gas lift wells and to apply the results of periodic surveys of one well in a particular group of wells to other wells in the same group with some error. If the in-well equipment of wells operated from same horizons is similar and gas is supplied from the same depth, then the optimal modes of these wells will be close to each other. This was confirmed by the results of laboratory tests. In order to accurately determine the values of parameters to be measured during a field study, it is necessary to reduce the variation interval of the working agent consumption. The design of the gaslift well should ensure there are two channels in the well. Canal for high-pressure gas to be given to well and channel to lift gas- liquid mixture to the surface of the earth. Number of pipes injected into the well, their interaction, there is an oil system of lifts depending on the direction of gas supply and gas-liquid resistance, one and two pipes, depending on the number of pipes injected into the well, there are rings and central system lifts depending on the direction of the worker agent hitting the well. Key conditions for the efficient use of gas lift yield opportunities, is a proper definition of the construction of the lift and its working regime. Additional energy is provided from the surface of the earth to lift liquid in the exploitation of wells by gaslift. You have to work on choosing the gaslift lift's business regime, as well as minimum additional energy, to allow maximum or permitted liquid lifting for a specific well. There are 2 types of gas lift. Energy consumption should be lowest when extracting liquid from well, to ensure optimal harvesting from the well. We need to look at these to extract a certain amount of liquid in the well; the length of the lift and the depth of the lift pipes should be determined, the most cost-effective diameter of lifting pipes, the most cost-effective amount of the worker agent hit should be found, identifying pressure, and the most convenient ratio between the worker agent and the extracted liquid.

Keywords: gas lift, fountain, pressure, production, working separator, Varyegan field, Gunashli field

Introduction: The reason for the overlap of the straight lines in the graphs with the values obtained from the research materials in the Gunashli field $\operatorname{tg} \alpha = \frac{\sqrt{1 - \frac{Q_{\text{exp}}}{Q_{\text{max}}}}}{1 - \frac{V_i}{V_{\text{max}}}}$ is that different values are obtained for each well. $\operatorname{tg} \alpha$ is the angle between the straight line and the axis $1 - \frac{V_i}{V_{\text{max}}}$ which is due to the fact that wells operate from different horizons and the depth of gas supply differs from each



other. Graphs $\pm \sqrt{1 - \frac{Q_i}{Q_{max}}} = f\left(1 - \frac{V_i}{V_{max}}\right)$ have been plotted for V_{ver} , V_{al} and V_{lay} gases of each well.

The optimal mode selected for these wells may be applied to similar wells. [1]

Complications are also more frequent in gas wells that work in oil deposits with heavy components. In some cases, two methods of sequencing in wells where asphalt, carbohydrates, and paraffin fossils occur are even more effective. That is, it is more aimed at cleaning up those debris by heat and chemical methods and then using inhibitors against paraffin debris. Because otherwise it is inevitable that more will be spent on both methods.[2]

At present, there are 90 fountain-gaslift and gaslift wells in the Gunashli field. Two of the surveyed wells are operated from the Fasila formation (wells 168 and 198№), 2 from the X horizon (wells 199 and 83№) and 1 from the IX horizon (well 189№). The gas supply depths of the wells are different. The gas is supplied to Well 168 from 2513 m from the gas room, to Well 198 from 1429 mm from the mechanical bypass valve, to Well 83 from 1199 mm from the mechanical bypass valve, to Well 199 from 2354 m from the bore of 1 row, and to Well 189 from 1500 m from the combined elevator. [5,6]

With the supply of prepared ingredients to the pipe phase of the well, it enters the layer of water and oil extracted from the oil and creates foam at the expense of the water, methanol also plays a reagent role regulating its freezing temperature due to its ability to solve in oil. that's why gas is also improving its solutions in oil, its self-securcity is diminishing, the surface tension decreases relative to the pipe and the movement of oil in the elevator pipes improves. And at the expense of this, the pressure is redewing across the pipe.[3]

Well exploitation conditions deteriorate as beds work; crop irrigation, increases the hydrostatic pressure of the fluid column, the loss of pressure spent friction in the trunk of the well and the throw line is multiplying, which causes increased drilling and well pressure. Effective gas factor decreases and increases the special cost of gas required. When gas is supplied through compressors into space, liquid levels drop here and increases in pump compressor pipes. As a result, the density of such a gas liquid mixture has been less than the density of the liquid entering the layer, while the level of liquid in pump compressor pipes rises. The more grief is given, the less the density of the mixture, and the higher the mixture.[8]

The industrial application of the new component found is also very simple and cost-effective. Therefore, a dosage pump is not used for each well to prevent asphalt-carbohydrates-paraffin debris that collapses in the lift pipes of wells powered by its gasoline. . Such a group is hit by a total gas line from the entrance of the gas distributor battery (GPB) of wells and takes the form of aerosol on the high-pressure gas line and distributing each well in equal concentration for gas that is a worker agent, preventing the AQPC from collapsing to the pipeline surface. For font wells, however, the calculated volume of the ingredients is continuously hit by a dosage pump.[7]

Gas liquid mixture rises to the mouth of the well in case compressed gas is given continuously to the well. The amount of gas that is hit by the gas well depends on the diameter factors of the lifting pipes.

On the other hand, a mode to be set 10-15 days after the setting of the mode reduces its accuracy, so it is necessary to set the optimal mode 2-3 times in 1 month. As the optimal modes set change frequently, it takes a lot of labor and time to determine a new optimal mode. Also, the longer the mode setting lasts, the more oil is lost. If we eliminate the indicated shortcomings, then the points

in the Graph $\pm \sqrt{1 - \frac{Q_i}{Q_{max}}} = f\left(1 - \frac{V_i}{V_{max}}\right)$ may be grouped on a straight line, which enables

consumption of less labor and less time to select a new optimal regime, as the mode selected for one well may also be applied to another similar well.[7,8]

Laboratory data results

D_{bore} mm	C	A	B	V_{max} 10^3 m^3	Q_{max} m^3	V_{opt} 10^3 m^3	V_0 10^3 m^3	Q_{opt} m^3	$\text{Tan}\alpha$	a	b	c
100	-8,12	2,23	0,69	77,62	7,95	28,83	5,55	4,3	1,16	-0,02	18,43	-1,271
75	-6,4	1,28	1,17	30,78	5,32	23,48	10,87	4,6	2,39	-0,013	25,42	-7,3925
63	-2,86	3,8	0,38	25,2	2,81	9,32	1,99	1,57	1,179	-0,005	6,615	-0,562
50	-1,49	1,946	0,93	8,67	1,36	4,1	1,03	0,87	1,287	-0,023	3,501	-0,391
38	-1	1,94	3,49	6,69	0,95	2,45	0,46	0,51	1,155	-0,024	2,187	-0,146

Objective: The following is taken into account when determining the optimal mode for fountain-gas lift and gas lift wells in the Gunashli field:

- measurements that are made in mining conditions have certain errors;
- the short number of modes during the study;
- during the study of fountain-gaslift and gaslift wells, it was found that the consumption of the working agent varies in a large range;
- there are cases of leakage of the supplied gas from the equipment inside the well, such as MDK, GK, HDK, telescope, etc. to the center of the elevator;
- the pressure in the working separator is not stable;
- the depth of gas injection in some wells has not been determined accurately;

All this makes it difficult to determine the optimal modes of wells operating in the Gunashli field.[4,2]

Methods: The supplied gas is measured by a device equipped with a VRE-3 and a self-regulating valve and a Sapphire transmitter. These devices often fail due to large pressure differences. Therefore, the pressure difference between the separator and behind the pipe must be less than. Liquid and gas or gas alone are extracted from the layer during well exploitation. Oil in the layer usually solves a certain amount of gas, which is partially separated from oil as a result of time pressure, whether in the layer or in the well. That gas has some energy because it's under pressure.



Free gas comes from the well, along with gas-resolved oil; this undoubtedly applies to well pressure less than the gas's full solution pressure in oil. Free gas also has some energy because it is under pressure.[3]

$(\Delta P_{\text{working}} = P_g - P_{b.a.})$ The reduction of P_{working} enables to accurately measure. By reducing the pressure in the separator, P_{working} may be reduced. [2]

The following work should be done to accurately determine the values of the parameters to be measured during a field research:

- it is necessary to replace the elevator or prevent gas leakage;
- In order for the measurements to be accurate, it is necessary to reduce the variation interval of the working agent consumption [6].

The Graph $\pm \sqrt{1 - \frac{\Delta P_i}{\Delta P_{\text{max}}}} = f\left(1 - \frac{V_i}{V_{\text{max}}}\right)$ was created based on the data of the well bottom pressure and supplied gas consumption. It was possible to group gas lift wells according to the angle coefficient generated by this graph with the axis $1 - \frac{V_i}{V_{\text{max}}}$. The data obtained for all wells are collected on a straight line with a small error, and the angle of $51,8^\circ$, generated by this straight line is obtained for the Gunashli field. Data from 9 wells in the Varyegan field were also used for the study. These wells are equipped with gas lift valves. [3]

Conclusion: According to the above mentioned data the research also uses the data from 10 wells and laboratory research from the Varyegan field, in addition to the Gunashli field. The study in the laboratory was conducted on a lift with length of $L = 19.3$ m and five different diameters ($d = 63\text{mm}$, $d = 50\text{mm}$, $d = 38\text{mm}$). The study at the Varyegan field was carried out in the wells equipped with gas lift valves.

7 wells were surveyed in the Gunashli field and it was possible to measure the supplied gas, obtained oil and well bottom pressure

These wells were fountain gaslift wells. The average values of the achieved results are provided below.

Paraffination depth in lifting pipes from the production of the well, the layer of water, the gas depending on the amount and so on, changes within the limits and over time the beginning of the paraffin is deeper. Currently, there's a part of the depth of the paraffin up to 800 meters in wells.



No	Q_{neft} ton	V_{ver} m^3	P_{dib} MPa	P_{lay} MPa	ΔP MPa	ΔP_x	ΔP_y	Q_x	Q_y	V_{max} (ΔP) m^3	e (ΔP)	ΔP_{max} MPa	V_{max} (q) m^3	Q_{max} ton	e (Q)
147	27	1000 0	17,2	20,5	3,3	0,23 3	0,22 1	0,2 33	0,3 95	1345,4	-35,7 9	3,4700	1306,5	32,00	-35 ,16
	32	1300 0	17,03		3,47	0,00 3	0,00 3	0,0 04	0,0 08						
	30	1500 0	17,1		3,4	- 0,14 9	- 0,14 8	- 0,1 48	- 0,2 51						
148	61	2000 0	14,5	16,8	2,3	0,14 3	0,43 4	0,0 14 7	0,2 57	23350	-32,5 7	2,8344	2340,5	65,3	- 68, 5
	65	2250 0	14,0		2,8	0,03 6	0,11 2	0,0 49	0,0 71						
	63	2600 0	14,3		2,5	- 0,11 3	- 0,11 3	- 0,1 08	- 0,1 89						
154	59	1000 0	11,4	17,0	5,6	0,23 4	0,23 4	0,2 34 79	0,2 79	1362,5	-62,5	6,0002	1306,6	64,00	- 67, 16
	64	1300 0	11,0		6,0	0,04 8	0,04 8	0,0 00 4	0,0 05						
	62	1500 0	11,16		5,84	- 0,14 8	- 0,14 8	- 0,1 48	- 0,1 76						
204	18	6000	8,4	10,22	1,82	0,26 4	0,26 4	0,2 63	0,4 68	8156,2	-25,1	2,192	8111,1	23,01	- 27, 5
	23	8000	8,03		2,19	0,01 9	0,01 9	0,0 13	0,0 24						
	19	1000 0	8,3		1,92	- 0,22 6	- 0,22 6	- 0,2 32	- 0,4 17						
124	78	1200 0	12,2	13,1	0,9	0,08 8	0,08	0,0 88	0,1 59	1316,6	-14,2 5	1,1041	1316,7	80,04	- 83, 25
	80	1300 0	12,0		1,1	0,01 2	0,01	0,0 12	0,0 22						
	75	1500 0	12,5		0,6	- 0,13 9	- 0,13	- 0,1 39	- 0,2 51						
125	38	8000	9,8	10,74	0,94	0,31 3	0,60 4	0,3 11	0,3 95	1160,4	-18,2 68	1,4819	11625	45,00	- 49, 6
	45	1150 0	9,26		1,48	0,01 6	0,02 6	0,0 10	0,0 13						
	42	1400 0	9,48		1,26	-0,2 0,20 6	- 0,20 6	- 0,2 04	- 0,2 58						
254	138	7000	22,4	24,0	1,6	0,24	0,24	0,2 44	0,2 84	9269,8	-23,1 5	2,0057	9263,2	150,1	-15 9,,5
	150	9000	22,0		2,0	0,02	0,05	0,0 28	0,0 33						
	143	1100 0	22,23		1,77	-0,1 0,34	- 0,34	- 0,1 87	- 0,2 18						

REFERENCES

1. Gurbanov R.S., Nasibov N.B. Calculation of oil reserves of the control formation group on the Guneshli oil field. / Technique, 2002, №3, pp.60-66



2. Osmanov B.A. Classification of gas lift wells and determination of working agent consumption. / ADNA, Scientific works, 2002, pp.165-167.
3. Huseynov FA, Ismayilov R.D. From the experience of using the new operation technology of the gas lift method. / Azerbaijan oil industry. 2003, №2, pp.28-31.
4. Hamidov H.A. Current state of development of the Gunashli field and prospects of oil production. Azerbaijan oil industry, 2002. №7, p.12-16.
5. Akbarov HA and others New information on the development of the Gunashli field. / Azerbaijan Oil Industry, 1993, №7-8.
6. Qamidov Q.A. Research on the energy of the business regime in which the Guneshli field is developed. Azerbaijan oil industry, 1998. №6 p.9-11
7. Ametov İ.M. and others. Establishment of optimal operation mode of gas lift wells. Oil industry. 1986 №1, pp. 56-57
8. Kostika L.G. s. When and where the gas lift is effective. Oil industry, 1984 №3, p. 41-44

DƏNİZ NEFT QAZ YATAQLARININ FONTAN QUYULARININ NEFT HASILATININ QUYUAĞZI TƏZYİQİNİN BƏRPA ETMƏKLƏ MƏDƏNDAXİLİ NEFT KƏMƏRLƏRİNƏ QOŞULMALARININ İŞLƏNMƏSİ

¹Türkan Qurbanova, ²Samir Əskərov

^{1,2}Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, ^{1,2}“Neft-qazın nəqli və saxlanması” kafedrası, ¹dosent, ²magistrant
E-mail: mraskerov1999@gmail.com

XÜLASƏ

Məqalədə dəniz neft-qaz yataqlarının quyuağzı təzyiqini bərpa etməklə mədəndaxili neft kəmərlərinə qoşulmalar haqqında qısa təhlili verilmişdir. Giriş hissəsində qazlift quyularında tədqiqat zamanı neft itgisini azaltmaq üçün aparılan tədqiqat məlumatlarının emalı əsasında ələ nəticə alınmışdır ki, bu qazlift quyularını qruplaşdırmağa imkan versin. Müəyyən quyular qrupunda bir quyunun vaxtaşırı tədqiq etməklə alınan nəticələri müəyyən xəta ilə həmin qrupun başqa quyularında şamil etməm mümkün olsun. Eyni horizontlardan istismar olunan quyuların quyudaxili avadanlığı oxşar olarsa və eyni dərinlikdən qaz verilsə onda həmin quyuların optimal rejimləri bir-birinə yaxın olacaqdır. Bu laboratoriya tədqiqat aparılan zaman alınmış nəticələrə əsasən təsdiq edilmişdir. Qazlift quyusunun konstruksiyası quyuda iki kanalın olmasını təmin etməlidir. Yüksək təzyiqli qazın quyuya verilməsi üçün kanal və qaz-maye qarışığının yer səthinə qaldırılması üçün kanal. Quyuya endirilən boruların sayı, onların qarşılıqlı yerləşməsi, qazın verilməsi və qaz-maye qarışığının çıxarılması istiqamətindən asılı olaraq qaldırıcıların bir neft sistemi olur, quyuya endirilən boruların sayından asılı olaraq bir və ikicərgəli, işçi agentin quyuya vurulması istiqamətindən asılı olaraq isə halqavari və mərkəzi sistemli qaldırıcılar vardır. Qazlift qaldırıcısının hasilat imkanlarının səmərəli istifadə olunmasının əsas şərtləri, qaldırıcının konstruksiyasının və onun iş rejiminin düzgün müəyyən edilməsidir. Quyuların qazlift üsulu ilə istismarında mayenin qaldırılması üçün yer səthindən əlavə enerji verilir. Qazlift qaldırıcısının iş rejiminin seçilməsində çalışmaq lazımdır ki, verilən əlavə enerji minimal olmaqla bərabər,



konkret quyu üçün maksimal və ya yol verilən qədər maye qaldırılmasına imkan versin. Qazlift qaldırıcısı 2 tələbə cavab verməlidir. Quyudan maye çıxarılması zamanı enerji sərfi ən az olmalıdır, quyudan optimal hasilatın alınması təmin edilməlidir. Quyuda müəyyən miqdarda mayenin çıxarılması üçün bunlara diqqət etməliyik; Qaldırıcının uzunluğu və qaldırıcı boruların endirilməsi dərinliyi müəyyən edilməli, qaldırıcı boruların ən sərfəli diametri hesablanmalı, vurulan işçi agentin ən sərfəli miqdarı tapılmalı, işəsalma təzyiqi müəyyən edilməsi, vurulan işçi agenti ilə çıxarılan maye arasında ən əlverişli nisbət müəyyənləşdirilməlidir.

Açar sözlər: Qazlift, fontan, təzyiq, hasilat, işçi separatoru, Varyeqan yatağı, Günəşli yatağı

Publication history

Article received: 18.04.2022

Article accepted: 03.05.2022

Article published online: 18.05.2022



ROTARY STEERABLE SYSTEMS FOR SIDETRACKING IN MULTILATERAL WELLS

¹Faiq Osmanov, ²Əmir Mustafayev

^{1,2}ASOIU, ^{1,2}department of "Oil Mechanical Engineering", ¹master degree, ²Phd
E-mail: ¹faiqosmanov736@gmail.com, ²amir.mustafayev@asoiu.edu.az

ABSTRACT

This article describes the results of the construction of a branch well consisting of four pipes. A comparative analysis of horizontal side pipes, as well as different well conditions, and their impact on productivity are discussed. Recommendations are given for the effective implementation of the work.

During the drilling of a branch well, the technology of laying a side pipe in an open well with a rotary control system was tested.

Four side pipes were drilled of varying complexity: the distance from the guard to the starting point ranged from 50 to 720 m; in this case, the side tube intervals were affected by compounds of different densities. The analysis takes into account the distinctive features of each well: a number of horizontal wells - from 3 to 5, the total length of the pipes - from 1980 to 3544 m. The experience gained allowed to compare the conditions and results of the withdrawal, as well as to compile a list of practical guidelines for drilling similar wells in the future.

In this context, the difficulty of drilling a 3-level side pipe due to rock density has been identified. Individual recommendations for the drilling process have been developed for each level.

According to the operator's calculations, the introduction of branch drilling allowed to increase the initial oil production by an average of 40% compared to conventional horizontal wells. Due to the use of rotary devices during the laying of side pipes and drilling of horizontal wells, the total length of the horizontal parts of the four wells was 10 km (the horizontal part of the conventional well is about 1000 m).

The development of the field with horizontal wells is the result of a long-standing experiment to improve hydrocarbons. Versatile horizontal wells were a logical continuation of the development of technology. There are versatile and branched wells; A multi-directional well is a well consisting of one or more side wells drilled in different distribution horizons. The difference between multi-directional wells is that all starting points are above the drilled layers.

The drilling point of the side pipe should be selected based on the actual angle readings (from the YBM sensor taken after each meter) instead of the original plan. This is especially important when geological targets change.

A branched well is a well that usually consists of a horizontal main well and one or more sideways (branches) drilled within the target layer. The starting points are inside the well.

To increase oil production in the PK1-3 formation, multi-branch wells of branched design are drilled, where the side roads intersect with the bed sets and are separated to increase the horizontal and vertical distribution.

This is particularly relevant in the geological section of the Vostochno-Messoykskoye field, which increases the efficiency of resource development compared to conventional horizontal wells, given the complex geological conditions of the field.

It is recommended not to widen the side borehole to avoid losing a new well.



The first stage of the side pipe is the installation of the curtain. The rotating device must be pre-installed to guide the ax downwards with maximum bending. This QDA position must be maintained at the same depth for the selected time interval, for example, 1 hour. The drill line must be rotated constantly without deepening.

The second side stage is "time drilling". At this stage, the well is drilled slowly.

Angle readings should be taken from the sensor (SB) and the separation of wells should be monitored during drilling. If there is a point multiplication on a rotating device in the BBA, the special design of this equipment must be taken into account.

Keywords: sidedrilling, wells, branch, borehole, drilling, BBA, bit.

ŞAXƏLİ QUYULARDA YAN LÜLƏNİN QAZILMASI ÜÇÜN FIRLANARAQ İDARƏ OLUNAN SİSTEM

¹Faiq Osmanov, ²Əmir Mustafayev

^{1,2}ADNSU, ^{1,2}"Neft-mexanika" fakültəsi, ¹magistr, ²dosent

E-mail: ¹faiqosmanov736@gmail.com, ²amir.mustafayev@asoiu.edu.az

XÜLASƏ

Messoyaxskoye neft və qaz-kondensat yataqları qrupu Salekharddan 600 km şimal-şərqdə və Novı Urenqoydan 340 km şimalda, Gadansky yarımadasındakı Yamal-Nenets Muxtar Dairəsinin Tazovski rayonunda yerləşir. Ən yaxın yaşayış məntəqəsi 150 km aralıda yerləşən Tazovski kəndidir. Yataq Arktika İqlim zonasında Arktika Dairəsindən 250 km məsafədə yerləşir.

Messoyaxskoye qrupuna daxil olan Şərqi-Messoyaxskoye və Qərbi-Messoyaxskoye yataqları Rusiyada işlənmiş quru yataqlarının ən şimaldakılarıdır. Qrup hər iki yatağı kəsən Messoyaxa çayının adını daşıyır.

Qrupdan birincisi 1983-cü ildə kəşf edilmiş Qərbi-Messoyaxskoye qaz-neft yatağıdır; ikincisi 1990-cı ildə kəşf edilmiş Şərqi-Messoyaxskoye neft-qaz-kondensat yatağıdır.

Aşkar edilmiş karbohidrogen ehtiyatlarına görə, Şərqi-Messoyaxskoye və Qərbi-Messoyaxskoye yataqları unikal hesab olunur. 2016-cı ilin əvvəlinə çıxarıla bilən C1+C2 ehtiyatları 472,4 milyon ton neft və qaz-kondensatı və 188 milyard kubmetrdən çox təbii və səmt qazı təşkil edib.

2010-cu ildə Qərbi Sibirin şimal yataqlarını Şərqi Sibirin - Sakit Okeanın neft kəmərləri sistemi ilə birləşdirən Zapolyarye-Purpe neft kəmərinin tikintisinə qərar verildikdən sonra Vostoçno-Messoyaxskoye yatağının işlənməsinə fəal hazırlıq başladı.

2012-ci ilin oktyabrında "Şərqi-Messoyaxskoye" yatağında pilot layihə çərçivəsində ilk neft hasil edilib.

Şərqi-Messoyaxskoye yatağında 700-800 sualtı dərinlikdə basdırılmış PK 1-3 dəstələri (Pokurskaya suitisi, Cenomanian yatağı) qazılır. Messoyax quyuları Rusiyanın ən dayaz quyularından biridir. Geoloji şərait baxımından PK 1-3 pay zonası yataq daxilində çox qeyri-müntəzəmdir və aktiv qaz qapağına və aktiv sulu təbəqəyə malikdir. Pilot quyuları, karotaj dəstələri və qazma zamanı geostarinq ilkin şərtlərdir.



Yatağın neftli təbəqələri həm eynicinsli, həm də üfüqi laylı boş qumdaşlarıdır. Əsas təhlilə əsasən, PK1-3 süxur nümunələrinin kütlə sıxlığı laylar üçün orta hesabla 1,9 q/sm³ olmaqla 1,6 - 2,95 q/sm³ arasında dəyişir. Bu yazı qaya sıxlığının qazma işinə təsirini nəzərdən keçirəcəyik.

Açar sözlər: qazma, neft, messoyaxskoye vostoçnaç, quyu, karotaj, yan lülə, QDA, qazma baltası.

Giriş: Yatağın üfüqi quyularla işlənməsi karbohidrogenlərin yaxşılaşdırılması üçün uzun müddət sübut edilmiş təcrübənin nəticəsidir. Çoxtərəfli horizontal quyular texnologiyasının inkişafının məntiqi davamı oldu. Çoxtərəfli və şaxəli quyular var;

Çoxtərəfli quyu, müxtəlif paylanma horizontlarında qazılmış bir və ya bir neçə yan yolları olan ana quyudan ibarət quyudur. Çoxtərəfli quyuların fərqi ondan ibarətdir ki, bütün başlanğıc nöqtələri qazılmış layların üstündədir.

Şaxələnmiş quyu, adətən üfüqi bir ana quyudan və hədəf təbəqənin hüdudlarında qazılmış bir və ya bir neçə yan yoldan (budaqdan) ibarət quyudur. Başlanğıc nöqtələri quyunun daxilindədir.

PK1-3 layda neftin çıxarılmasını artırmaq üçün şaxəli dizaynlı çoxtərəfli quyular qazılır, burada yan yollar yataq dəstləri ilə kəşif və üfüqi və şaquli paylanmanı artırmaq üçün ayrılır.

Şərqi-Messoykskoye yatağının geoloji bölməsində bu xüsusilə uyğundur və adi üfüqi quyu ilə müqayisədə yatağın mürəkkəb geoloji şəraitini nəzərə alaraq ehtiyatların işlənməsinin səmərəliliyini artırır.

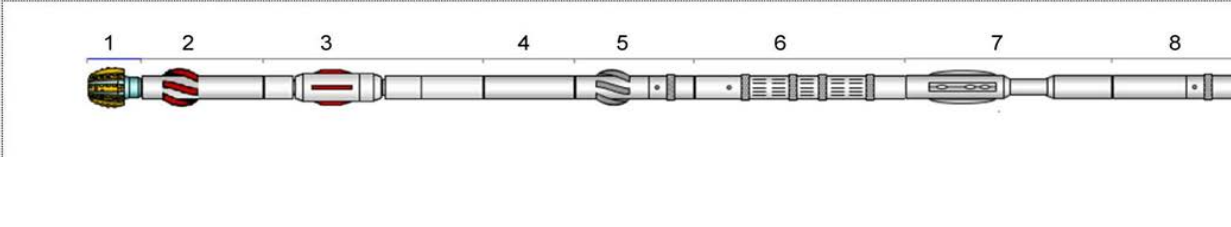
Şaxələnmiş quyu texnologiyasından istifadənin maksimum effekti heterojen bir su anbarında əldə edilir. PK1-3 lay dəstəsinin "C" siklitində əsas horizontal quyunun qazılması zamanı layın yüksək heterogenliyinin müşahidə olunduğu üstə yerləşən "B" siklitinin ehtiyatlarını örtmək üçün şaxələnmiş quyu layihəli çoxtərəfli quyunun tikintisi tövsiyə olunur.

Şaxələnmiş dizaynlı çoxtərəfli quyuların tikintisi aşağıdakıları mümkün edir:

- heterojen laylarda üfüqi və şaquli paylanmanı və effektiv quyu radiusunu artırmaq üçün;
- müxtəlif dərinliklərdəki su anbarlarını eyni vaxtda qurutmaq.

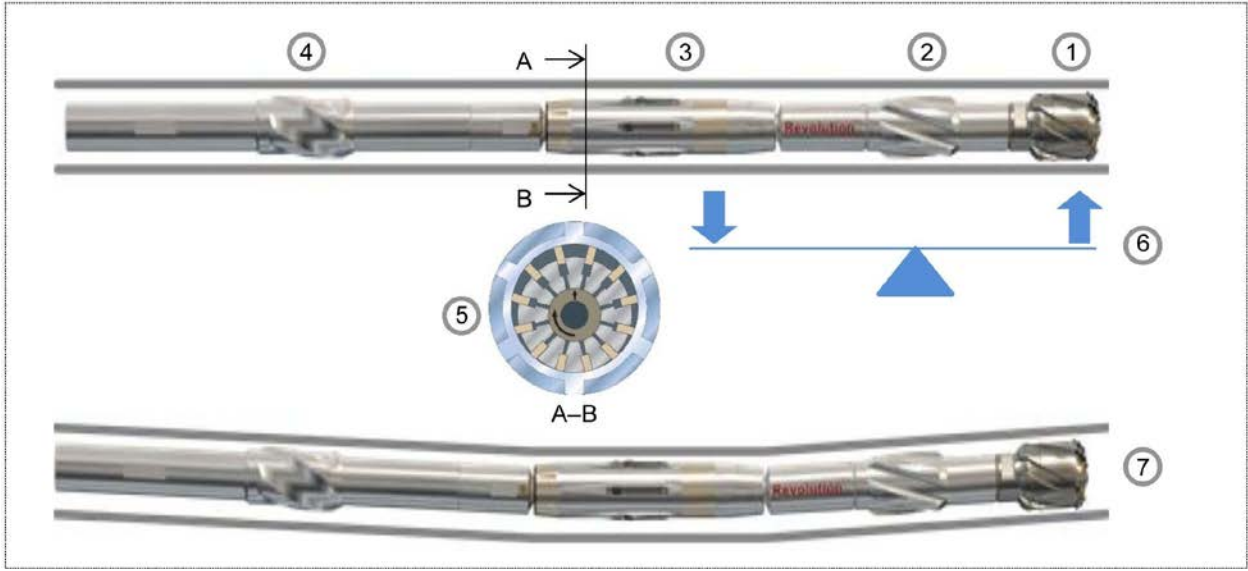
Fırlanaraq istiqamətləndirilə bilən qurğu: Eyni tipli fırlanaraq istiqamətləndirilə bilən qurğudan Vostochno-Messoyaxskoye yatağında nəzərdə tutulan bütün şaxəli quyularda istifadə edilmişdir. Tipik QDA-a fırlanaraq istiqamətləndirilə bilən qurğu paketi daxildir. Standart fırlanaraq istiqamətləndirilə bilən qurğu cədvəl 1-də göstərilmişdir.

Cədvəl. Şaxələnmiş quyunun qazılması üçün standart QDA



No	Hissələr	Uzunluq, m	Wmu mi uzunluq	OD, mm	İD, mm	Max. OD, mm	Aşağı əlaqə	Yuxarı əlaqə	Çəki, kq	Ümumi çəki, kq
1	PDC baltı 155.6 (Varel VS516DGU\ BİT BT516YC)	0.3	0.3	152.4		155.6		Pin 3-88	52.0	52.0
2	Pivot stabilizatoru	0.5	0.8	120.7	44.5	155.0	Box 3-88	Box 3-102	54.0	106.0
3	Meyilləndirmə modulu (RSS)	1.4	2.3	120.7	44.5	155.6	Pin 3-102	Box 3-102	138.5	244.5
4	Meyilləndirmə idarəedicisi	2.0	4.3	120.7	44.5	120.7	Pin 3-102	Box 3-102	280.0	524.5
5	IDS	3.7	8.0	120.7	63.5	154.8	Pin 3-102	Box 3-102	300.0	824.5
6	MFR	8.8	16.8	120.7	62.0	154.8	Pin 3-102	Box 3-102	600.0	1424.5
7	NDT	7.4	24.2	120.7	62.0	149.0	Pin 3-102	Box 3-102	550.0	1974.5
8	HEL (MWD)	5.2	29.4	120.7	87.8	133.0	Pin 3-102	Box 3-102	400.0	2374.5
9	CLS-155 (mərkəzləşdirici)	0.7	30.1	120.7	61.0	155.0	Pin 3-102	Box 3-102	60.0	2434.5

QDA-ya istiqamətlənmiş qazma baltalı fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğu daxildir. İstiqamətlənmiş qazma baltalı fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğunun iş prinsipini nəzərdən keçirək və açıq çuxurda yan lülədən keçmək üçün əsas xüsusiyyətləri vurğulayaq. fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğunun 4 əsas komponenti var (şəkil 1): qazma baltası (1), baltaya yaxın stabilizator – Pivot Stabilizatoru (2), fırlanmayan modul – Meyilləndirmə modulu (3), DİQ idarəedicisi və stabilizatorlu IDS inclinometr modulu (4).



Şəkil 1. İstiqamətlənmiş qazma baltalı fırlanaraq istiqamətlənən qurğunun əməliyyatının prinsipi

Hidravlik sistem sükan şaftını sükan muftasının (5) içərisində eksentrik şəkildə hərəkət etdirir. Dönmə stabilizatoru sükan şaftının (6) əyilməsinin əksinə əvvəlcədən təyin edilmiş istiqamətdə baltanın əyilməsini təmin edir. Məsələn, hidravlik sistem şaftı aşağıya doğru əyirsə, balta yuxarıya doğru yönələcək və quyuyu yuxarıya doğru əyiləcək (7). Nöqtəli fırlanaraq istiqamətlənən qurğunun mühüm xüsusiyyəti, içərisində hidravlik sistem və sükan mili olan fırlanmayan əyilmə qurğusudur (şəkil 2-də 3 nömrə altında göstərilmişdir).

Meyilləndirmə bölməsinin heç bir fırlanması fırlanaraq istiqamətlənən qurğunun fəzadakı mövqeyini təyin etməyə və milin əyilmə istiqamətini əvvəlcədən düzgün təyin etməyə imkan vermir. Qazma qurğusunun fırlanmasının qarşısı quyuyu divarlarına basdırılmış üç dönmə əleyhinə qanadla alınır. Meyilləndirmə bölməsi fırlanmağa başlayırsa və ya hətta fırlanırsa, sistem istədiyiniz balta istiqamətini saxlamaq üçün hidravlik idarəetmələri yenidən paylayacaq.

Meyl ölçən modulunun stabilizatoru bütün sistemin quyuyu oxuna nisbətən hizalanmasına xidmət edir; o, quyunun aşağı tərəfinə fırlanaraq istiqamətlənən qurğunun əyilməsinin qarşısını alır. Nəticədə, daxili şaft düzgün başlanğıc vəziyyətinə qoyulur.

Fırlanaraq istiqamətlənən qurğunun əyilmə qurğusunun çox tez-tez fırlanması (işləmə vaxtının 6%-dən çoxu) istiqamətli qazma ilə bağlı problemlərə səbəb olur. Balta daimi olaraq bir istiqamətə yönəldilmir, lakin əyilmə qurğusu ilə birlikdə quyuda fırlanır.

Həddindən artıq böyük ölçülü quyuyu diametri əyilmə qurğusunun həddindən artıq fırlanması ilə nəticələnir. Dönmə əleyhinə pərlər və quyunun divarları arasında təmas yoxdur və bu, bütün sistemin fırlanması ilə nəticələnir. Genişlənmiş quyuyu diametrinə görə mufta quyuyu içərisində fırlandıqda, açıq lülədə yan lülənin qazılma intervalı çox olur. Əməliyyat zamanı bu fakt nəzərə alınmalıdır. Təfərrüatlar "Açıq quyuda yan lülənin qazılması" bölməsində tapıla bilər.

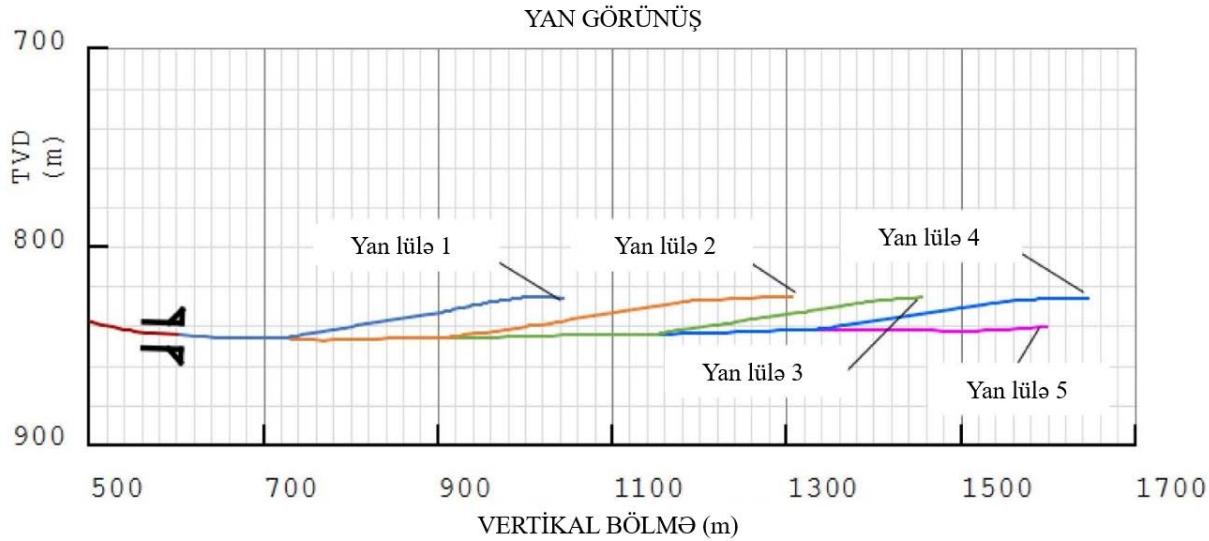
Şərqi-Messoyaxskoye yatağında üfüqi qazma üçün istifadə edilən bütün QDA-lara karotaj alətləri birləşmələri daxildir. Pilot quyuları qazarkən, geoloqlar həqiqi məlumatları yalnız açıq zonadan 50-70 m radiusda alırlar, lakin quyular arasındakı məsafə quyular arasında 300 m məsafəni

nəzərdə tutur. Bu səbəbdən qazma zamanı NDT və MFR sensorlarından (şəkil 2-də QDA komponentləri 6 və 7) istifadə olunur.

Belə bir QDA dizaynı sayəsində geoloji xidmət qazma prosesini vaxtında düzəldə bilər. Operator şirkətinin Regional Əməliyyat Komitəsinin ən yaxşı rezervuar xüsusiyyətlərinə malik bir rezervuar olsa da, səmərəli qazma üçün gecə-gündüz geostarinq həyata keçirir. Regional Əməliyyat Komitəsinin nəzərdən keçirilən çoxtərəfli quyularla bağlı bir horizontal quyu üçün 8-ə qədər düzəliş etdi.

Məqsəd: Şərqi-Messoyaxskoye yatağındakı bütün şaxələnmiş şəkilli üfüqi quyu yan lülüləri üfüqi ana lülə ilə eyni diametrə malikdir. Minimum sayda səfərlər çərçivəsində belə bir quyu dizaynını qurmaq üçün quyuların qazılmasının xüsusi ardıcılığı tələb olunur.

Şaxəli dizaynında hər bir növbəti quyu əvvəlki quyudan yanadır. Və sonuncu qazılmış üfüqi budaq əsas buruq adlanır. Bu qazma ardıcılığı ən yaxşı şəkildə 2 nömrəli quyuda göstərilmişdir. Bu quyunun yan görünüşü Şəkil 2.



Şəkil 2. Şaxəli şəkilli quyuda yan lülələrin ardıcılığı

Üfüqi hissənin qazılmasını optimallaşdırmaq üçün hər bir yan lülə üçün vaxt azaldılmalıdır. Vostoçno-Messoyaxskoye yatağının quyularında qazanılmış təcrübə uğurlu yan lülədən istifadə üçün ilkin şərtlərin aşağıdakı siyahısını yaratmağa imkan verdi.

Əsas lülənin hazırlığı: Əsas lülədə bir-birini izləyən iki bölmə qurulmalıdır. Birinci toxunan hissə heç bir əyilmə olmayan səviyyəli quyu hissəsi olmalıdır. QDA toxunan hissəsindən kənara çıxma zamanı "uzanacaq". Toxunan hissə nə qədər az əyri olarsa, montaj bir o qədər hamar hərəkət edəcək və nəticədə yan lülədən daha yavaş nüfuz təmin ediləcək. Bu o deməkdir ki, toxunma bölməsi ən azı QDA qədər uzun olmalıdır.

Ana quyuda daimi ROP vahid formalaşmanın göstəricisi ola bilər. Toxunma bölməsində balta ölçüsündən daha böyük boşluqlar və böyüdülmələr varsa, fırlanaraq istiqamətləndirilən qurğu meyilləndirmə modulu dəyişəcək. Bu, toxunan hissəsinin keyfiyyətsizliyinin göstəricisi olacaqdır.



Toxunan hissədən dərhal sonra "yuxarı qalxma" aparılmalıdır. Yan lülənin qazılması bu yığma bölməsində həyata keçiriləcək. Aşağı istiqamətlənmiş yan lülə ilə enişin yüksək şaquli qurma qradiyenti qazma quyularının mümkün qədər tez ayrılması ilə nəticələnməkdir.

Belə toxunan hissələri və enişlər hər bir üfüqi hissə üçün ilkin quyu lüləsi planında nəzərdə tutulmalıdır. Toxunan hissəsinin və enişin keyfiyyətinin və uzunluğunun qiymətləndirilməsi üçün bu intervalda mümkün qədər çox ölçmə nöqtəsi olmalıdır. Bu məqsədlə fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğu-YBM (yaxın balta meyli) sensorunda quraşdırılmış meyl sensorunun bucaq göstəricilərindən istifadə edilə bilər. Baltadan bu sensora olan məsafə cəmi 3,1 m-dir. (cədv. 2).

Cədvəl 2. Fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğu ilə QDA-da bitdən sensorlara qədər olan məsafə

Sensor	Baltaya qədər məsafə (m)
Yaxın balta meyli (NBI)	3.1
Meyl və azimut	6.5
Gamma	10
Müqavimət	12.9
Sıxlıq	21.0
Məsəməlilik	23.5

Əslində, üfüqi quyuların hər bir qazılmış metrindən sonra ehtimal olunan toxunan hissələrin və enişlərin intervallarını məhdudlaşdırmadan YBM oxunuşlarının aparılması tövsiyə olunur. Bunun səbəbi, geoloji hədəflərin dəyişməsi və kənara çəkilmə dərinliyinin hazırlıqsız bir nöqtəyə köçürülməsidir.

Metod: Yan lülənin qazılma nöqtəsi ilkin plan əvəzinə faktiki bucaq oxunuşlarına (hər sayğacdən sonra götürülmüş YBM sensorundan) əsasən seçilməlidir. Bu, geoloji hədəflər dəyişdikdə xüsusilə vacibdir.

Yeni qazma quyusunu itirməmək üçün yan lülə aralığını genişləndirməmək tövsiyə olunur.

Yan lülənin ilk mərhələsi pərdənin qurulmasıdır. Fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğu baltanı maksimum əyilmə ilə aşağı istiqamətləndirmək üçün əvvəlcədən qurulmalıdır. Bu QDA mövqeyi seçilmiş vaxt intervalı üçün eyni dərinlikdə saxlanılmalıdır, məsələn, 1 saat. Qazma xətti dərinləşdirmədən daim fırlanmalıdır.

İkinci yan mərhələ "zamanlı qazma" dır. Bu mərhələdə quyu yavaş-yavaş qazılır.

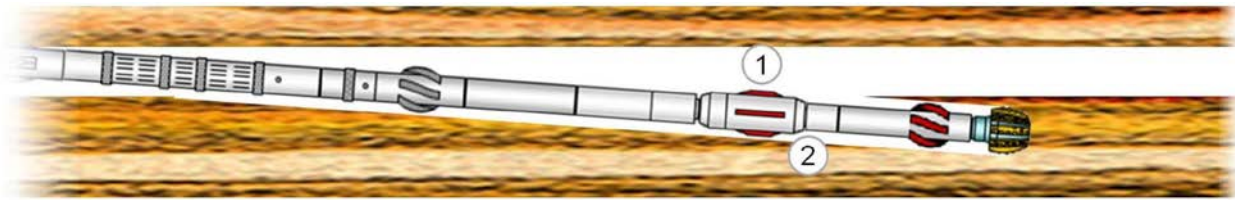
Bucaq göstəriciləri sensordan (YBM) götürülməli və qazma zamanı quyuların ayrılmasına nəzarət edilməlidir. Əgər QDA-da fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğuda nöqtə vurma varsa, bu avadanlığın xüsusi dizaynı nəzərə alınmalıdır.

Qazma prosesini nəzərdən keçirək: İlk çıxıntıyı qurarkən və qazma işinin başlanğıcında fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğu əyilmə qurğusu ana çuxurda olur (şək. 3). Quyunun diametri balta diametrinə yaxındır və bu, fırlanma əleyhinə pərlərin quyu divarlarına qarşı dayanmasına imkan verir (şək. 3-da 1-ci nöqtə). Daxili mil yuxarıya doğru əyilir, balta maksimum bucaq altında aşağıya doğru yönəldilir və çıxıntı qazılır və dərinləşdirilir (şəkil 3-da 2-ci nöqtə).



Şəkil 3. Yan lülənin qazılması addım 1.

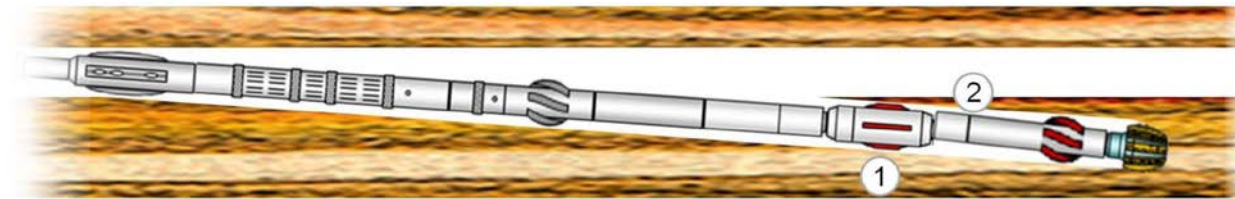
7-8 metr qazmadan sonra əyilmə qurğusu genişləndirilmiş quyuya daxil olacaq (şək. 4). Quyunun divarları ilə lazımı əlaqə itdi (şəkil 4-də 1-ci nöqtə) və əyilmə qurğusu bütün simlə fırlanmağa başlayacaq. Bu anda mil və nəticədə balta fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğu mərkəzi xəttinə uyğunlaşdırılmalıdır (şəkil 4-də 2-ci nöqtə). Şaftın maksimum əyilməsi qorunub saxlanılırsa, o, əyilmə qurğusu ilə birlikdə fırlanacaq və balta quyü içərisində eksantrik olaraq fırlanaraq aşağıya yönəldilməyəcək. Bu anda çıxıntı və nazik quyulararası divarın əzilməsi baş verə bilər.



Şəkil 4. Yan lülənin qazılması addım 2.

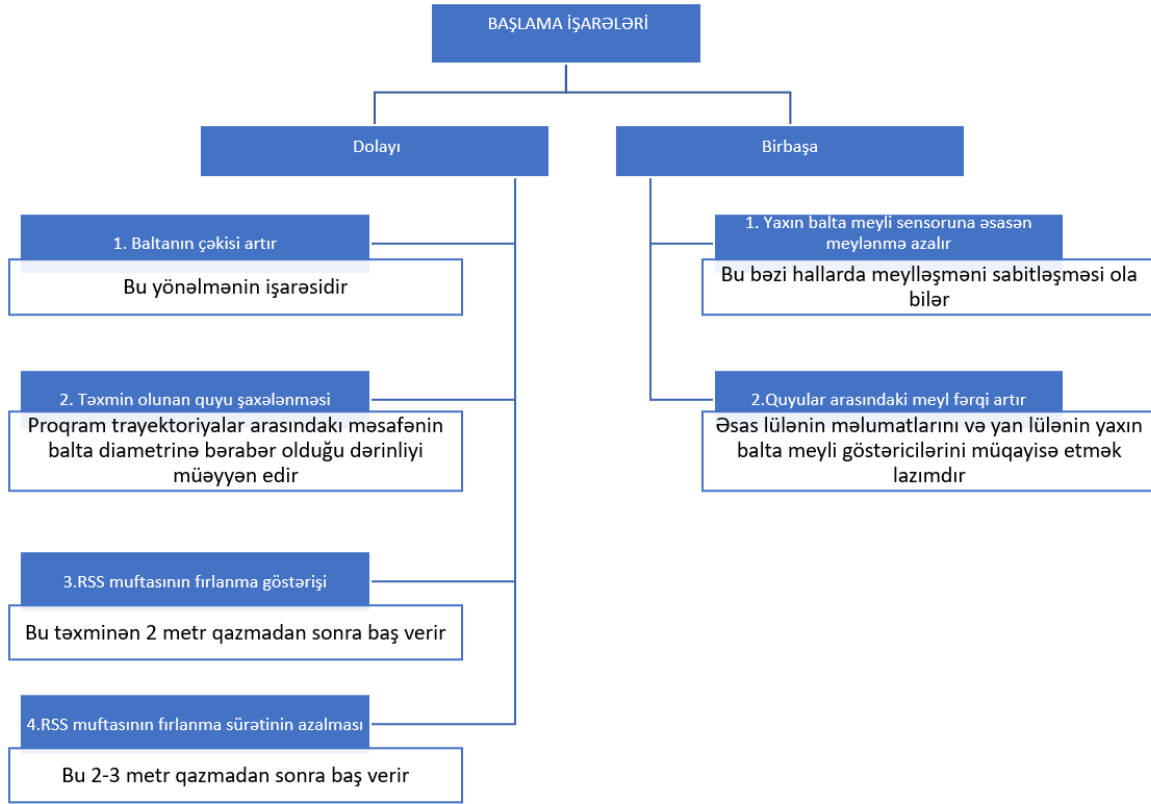
Kəsmə qurğusunun növbələri və fırlanmaları əsas lülənin içərisində bir çıxıntının uğurlu qurulmasının göstəricisi kimi istifadə olunur.

Fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğudan səthə ötürülən məlumat əyilmə qurğusunun fırlanmasının faktiki olaraq dayandığını göstərsə, bu, QDA-nin yeni bir quyuya daxil olması deməkdir. Fırlanma əleyhinə pərlərin quyü divarları ilə təması bərpa edilmişdir (şəkil 5-də 1-ci bənd). Sonra baltanın maksimum aşağı əyilməsi üçün QDA-ə əmr göndərməlidir (şəkil 5-də 2-ci bənd). Sonrakı yan xətt üçün qazma işləri davam etdirilməlidir.



Şəkil 5. Yan lülənin qazılması addım 3.

Yanlı lülənin başlanğıcında DD (istiqamətlənmiş qazma) mühəndisi başlanğıc işarələrini izləyir. Birbaşa və dolaylı işarələr, eləcə də onların görünmə ardıcılığı Şəkil 6-da verilmişdir.



Şəkil 6. Yan lülənin göstəriciləri

Bütün əlamətlərin olması müvəffəqiyyətlə yan keçmə və başlanğıc deməkdir. Baltanın aşağı əyilməsi ilə daha 2-4 metr qazmaq tövsiyə olunur. Növbəti addım hədəf istiqamətindən asılı olaraq ana quyudan sağa və ya sola yan lülə qazmaq olacaq. Bu, minimum şaquli nüfuzla yan lülə ilə əsas lülə arasındakı məsafəni maksimum dərəcədə artırmağa imkan verəcəkdir. Bu, qazma pəncərəsini saxlamaq üçün vacibdir.

Əlavə qazma zamanı QDA-nın başlanğıc nöqtədən geri çəkilməsi tələb oluna bilər. Bu, xidmət əməliyyatları üçün korpuslu çuxurun geri çəkilməsini əhatə edə bilər. QDA yan lülə intervalında təkrar işə salındıqda, fırlanaraq istiqamətləndirilən qurğu alət mərkəzi oxuna nisbətən sıfır bit əyilməsinə təyin edilməlidir. Balta, cazibə qüvvəsi altında quyunun aşağı tərəfində yatacaq və QDA aşağı quyuya, yəni yan yola daxil olacaq. Qazma sürəti 15 m/saatdan çox olmamalıdır.

Nəticə: Uğurla yan lüləyə keçmək üçün hazırlanmış bir əsas lülə tələb olunur. Əgər toxunma bölməsi QDA qədər uzundursa və onun ardınca 1,5°/10 m-dən yüksək fırlanma sürəti ilə bir eniş gəliyə, yan lülədən keçmə daha tez tamamlanacaq. Toxunma bölməsi və eniş olmadan, məsələn, başlanğıc nöqtəsinin yerinin dəyişdirilməsi ilə əlaqədar olaraq, qarşıdan gələn yan lüləyə keçidin vaxtı və uzunluğu uzadılacaq.

Başlama nöqtəsinin seçilməsi üçün ana quyudada geoloji kəşfiyyat çox vacibdir. Real vaxtda qazma zamanı ilişmə təfsiri qarşıdan gələn yan izləmə mürəkkəbliyini qiymətləndirməyə imkan



verir. Yan lülənin qazılması tövsiyə şərtlər cədvəlinə uyğun olaraq süxur sıxlığının yaşıl və sarı zonalarında və qamma göstəricilərində aparılmalıdır.

Əgər yan lülədən sürüşmə bərk süxur intervalında baş verirsə, optimal qazma rejimi seçilməlidir: ilkin çıxıntının qurulması müddətini artırmaq və zaman-zaman qazma rejimində nüfuz etmə sürətini azaltmaq lazımdır.

Fırlanaraq istiqamətlənə bilən qurğuda bölmənin fırlanma oxunuşları kənara çəkilmə zamanı istifadə üçün tövsiyə olunur. Başlama nöqtəsindən sonra 7-8 metr qazıldıqda əyilmə modulunun fırlanması başlayır. Fırlanma daha da nüfuz etməklə dayanır. Bu məlumatlar müvəffəqiyyətli yan lülənin qazılmasının göstəricisidir.

Vostoçno-Messoyakskoye yatağında şaxəli quyu qazma texnologiyasından istifadə edilməklə dörd çoxtərəfli quyu uğurla qazılıb. Müxtəlif mürəkkəbli səviyyələrində on dörd yan lülə qazılmışdır.

Başlanğıc və yan yolda fırlanaraq istiqamətləndirilə bilən qurğudan istifadə etməklə, üfüqi hissənin ümumi uzunluğu 10 km-dən çox olmuşdur (şərti quyunun uzunluğu 1000 m-dir). Şaxəli quyunun dörd yan lülə ilə maksimum uzunluğu 3544 m-dir ki, bunun da yarısından çoxu yan istiqamətli uzunluğuna aiddir.

ƏDƏBİYYAT

1. Bazitov, M. V., Golovko, I. S., Konosov, D. A., Mingazov, A. N., Nigmatullin, R. R., Lokot, A. V., Malyasov, V. Y. 2015
2. First Fishbone Well Drilling at Vankorskoe Field (Russian). Paper SPE 176510 presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. SPE-176510-MS. <http://doi.org/10.2118/176510-MS>
3. Zaikin, I. P., Kempf, K. V., Gotlib, O. L., Efimov, S. V., Vykhristyuk, S. V., Nasyrov, A. M. 2010. Experience of branched well drilling in "Udmurtneft" OJSC ROGTEC Russian oil and gas technologies **24**: 46-54.
4. Web site of Messoyakhaneftegaz mesng.ru. <http://mesng.ru/about/geografiya/>

Publication history

Article received: 18.04.2022

Article accepted: 03.05.2022

Article published online: 18.05.2022



THE EVALUATION OF CONDITION OF EES, THE NECESSITY OF INTEGRATION TO THE SCADA/EMS AND PMU INFORMATION AND MEASUREMENT SYSTEM

Kamran Suleymanov

Azerbaijan Research and Design-Prospecting Institute of Energetics, PhD, Chief specialist, Department of power system modes, AzR&DPIE. E-mail: kamran.suleymanov99@gmail.com

ABSTRACT

The SCADA / EMS and WAMS systems as the basis of an intelligent system are discussed. The development of electric power systems (EPS) in the world is moving towards the creation and implementation on a large scale of the "Concept of Intellectualization of Power Systems". At the same time, the implementation of innovative equipment and technologies, measuring and control devices is carried out, which allow to ensure the reliability and efficiency of the operation of power systems (ES) at a higher level. This task is also relevant for the Azerbaijan ES, which at the stages of development. It is characterized by the introduction of new technologies and means of generation (diversification of the production of electric energy), low-power generation sources (distributed generation), renewable energy sources, work in conditions of integration with the ES of neighboring countries (Russia, Turkey, Georgia, Iran). In the near future, we should expect the introduction of new, even more advanced technologies, flexible consumers, innovative means of collecting, processing and transmitting information, modern computer technologies, artificial intelligence methods, etc. One of the most noticeable elements of ES intellectualization (creation of IES) in short term and long-term period is information provided for monitoring tasks (WAMS), protection (WAPS) and control (WACS).

SCADA/EMS and WAMS systems are the technological basis for information support of the listed tasks: Features of stationary and dynamic (transient) modes, as well as the difference in accuracy and speed of volume, and transmission of the required information. The difference in observability levels makes it necessary to integrate these systems into a single integrated IMS installed at the station and substation nodes of the ES.

In this regard, along with the analysis of foreign experience in building structures of integrated SCADA / EMS - WAMS systems, a recommendation is given for their implementation in the Azerbaijan ES based on:

- implemented on a number of station and substation units of SCADA/EMS systems;
- estimates of the severity of disturbances that cause deep changes in U , δ , f according to PMU measurements.

An effective solution for controlling problems in real time based on information from integrated SCADA / EMS systems - WAMS can be carried out using mathematical models updated on the basis of vector technology and controlling "by angle", voltage, frequency. The foregoing necessitates the improvement and development of principles, regime operation systems in terms of control of stationary and transient modes. The architecture, phaser technology, these tasks solved in the WAMS structure, the possibilities of integrating SCADA and WAMS systems are also described, as well as the neutralization of the shortcomings of the SCADA / EMS system due to incomplete observability and relatively low reaction rate are implemented by integrating it with



the WAMS system, which has the advantage by speed (synchronous time) and by the possibilities of vector voltage measurement.

Keywords: condition evaluation, telemetry, control equations, SCADA/EMS, PMU.

ЗАДАЧИ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭЭС, ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ИНТЕГРАЦИИ ИИС SCADA/EMS И PMU

Камран Сулейманов

Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики, Докторант, главный специалист, отдел режимы энергосистемы, АзНИ и ПИИЭ.
E-mail: kamran.suleymanov99@gmail.com

РЕЗЮМЕ

Рассматриваются системы SCADA/EMS и WAMS как основа интеллектуализации электрической системы. Изложенное вызывает необходимость совершенствования и развития принципов, систем режимного управления в части управления стационарными и переходными режимами. Также описана архитектура, фреймворк технология, данные задачи, решаемые в структуре WAMS, возможности интеграции систем SCADA и WAMS.

Ключевые слова: оценивания состояния, телеизмерения, контрольные уравнения, SCADA/EMS, PMU

Введение: Значительную роль в диспетчерском управлении играют методы обработки информации. К таким методам относятся методы оценивания состояния (ОС) ЭЭС, позволяющие повысить достоверность информации, поступающей от измерительной системы, и получить недостающую текущую информацию. Оценивание состояния – главная процедура, которая обеспечивает управление ЭЭС надежной и качественной информацией [1, 2,3].

Цель: ОС состоит из следующих задач:

- формирование текущей расчетной схемы по данным телесигналов (ТС);
- анализ наблюдаемости;
- нахождение ошибок в телеизмерениях (ТИ) и обнаружение плохих данных (ОПД);
- фильтрация случайных погрешностей ТИ, т.е. получение их оценок;
- дорасчёт неизмеренных параметров режима.

Задача ОС ЭС состоит в расчете таких оценок измеренных переменных \hat{y} , при которых их вычисленные значения максимально приближены к измерениям \bar{y} в смысле некоторого критерия, в качестве которого может быть использована сумма взвешенных квадратов отклонений оценок от измерений [4]:

$$J(y) = (\bar{y} - \hat{y})^T R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y}) \quad (1)$$



и удовлетворяют уравнению электрической цепи

$$W(y, z) = 0 \quad (2)$$

связывающему измеренные y и неизмеряемые z переменные, R_y – ковариационная матрица ошибок измерений.,

Методы: При решении задачи ОС используется такое понятие, как вектор состояния $x = (\delta, U)$ размерностью $2n-1$ (где n – число узлов расчетной схемы). Он включает модули U и фазовые углы δ напряжений, кроме фиксированной фазы базисного узла, а также определяет, как измеренные y , так и неизмеренные параметры z , т.е.

$$y = y(x) \quad (3)$$

$$z = z(x) \quad (4)$$

В такой постановке уравнение (3) используется для определения составляющих вектора состояния по измеренным переменным, и задача ОС сводится к минимизации критерия:

$$J(x) = (y - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) \quad (5)$$

т.е. к потоку оценок вектора состояния \hat{x} . После чего ищутся оценки неизмеряемых переменных (4).

Другая постановка задачи ОС состоит в использовании так называемых контрольных уравнений

$$W_k(y) = 0 \quad (6)$$

которые могут быть получены при исключении неизмеренных переменных из уравнения установившегося режима (2).

Для этого система (2) линеаризуется в точках \bar{y}, z_0 и разбивается на две подсистемы

$$\omega_1(\bar{y}z_0) = 0 \quad (7)$$

$$\omega_2(\bar{y}z_0) = 0 \quad (8)$$

таким образом, что из подсистемы ω_1 можно найти зависимости $z(y)$. Подставив полученные зависимости в ω_2 , получается система уравнений, в которую входят только измеренные параметры режима, т.е. контрольные уравнения (КУ) (4).

Для получения КУ могут быть использованы топологические или алгебраические методы [3]. Первые матрицы построены на анализе топологии расчетной схемы и размещения на ней измерений, вторые – на использовании процедуры треугольной факторизации матрицы.



После получения КУ задача ОС может быть сведена к минимизации целевой функции (2) при ограничениях в виде системы КУ (6).

При использовании КУ задача ОС решается непосредственно в координатах вектора измеренных переменных, что дает ряд преимуществ по сравнению с традиционной подстановкой (5). Но и выявляются проблемы при использовании измерений только от SCADA/EMS. Они связаны с наличием критических измерений и низкой точностью оценок.

При традиционной постановке ОС, вектор SCADA/EMS имеет вид

$$y = \{P_i Q_i P_{ij} Q_{ij} U_i I_i I_{ij}\}$$

где $P_i Q_i$ - инъекции активных и реактивных мощностей в узлах;

$P_{ij} Q_{ij}$ - перетоки мощностей в ветвях;

U_i - модули узловых напряжений;

$I_i I_{ij}$ - токи, соответственно в узлах и узлах смежных с ними.

Главные проблемы, которые возникают при ОС, связаны с недостаточным объемом и низким качеством информации от SCADA/EMS. В связи с этим при последовательном сканировании измерений в SCADA/EMS-системе невозможна абсолютная синхронизация. Диапазон передачи ТИ от объектов управления в центр и обратно составляет [5,6]:

- десятки миллисекунд для противоаварийной автоматики;
- секунды для ТС;
- от единиц до десятков секунд – для ТИ.

SCADA/EMS внедрена в Азербайджанскую ЭЭС с охватом 7 региональных центров электрических станций (21) и подстанций (70) и используется в оценке состояния стационарных режимов. Однако система не обеспечивает полную наблюдаемость при оценке состояния ЭЭС в аварийных состояниях при быстро протекающих электромагнитных и электромеханических процессах при возмущениях [11].

В группе задач по управлению этими процессами в режиме реального времени в структуре WAMS, задача ОС является важнейшей составляющей:

- оценивание состояния;
- мониторинг уровней устойчивости;
- мониторинг уровней напряжения;
- выявление асинхронных режимов;
- мониторинг низкочастотных колебаний;
- мониторинг функционирования АРВ и СВ;
- визуализация режимов;
- противоаварийное управление.

В то же время датчики PMU, объединенные в измерительную систему WAMS, дают реальную информацию о состоянии ЭЭС с точностью по измерению напряжения $\pm 0,1\%$ и по его фазовому углу $\pm 0,2$ град, по току $\pm 0,2\%$, по частоте $\pm 0,01$ Гц, угол между током ветви и напряжением узла $\pm 0,2^\circ$ (для PMU типа SEL-421 США) с периодичностью 20 мс [7].

Вектор измерений представляется как



$$\bar{y} = \{\delta_i U_i I_{ij} \varphi_{ij}\} \quad (9)$$

где I_{ij} - модуль тока ветви, смежный узлу i ;

φ_{ij} - угол между током этой ветви и напряжением в узле i .

Из формулы (9) выходит, что часть компонента вектора состояния является измеренной, а остальные компоненты могут быть определены через измеренные токи.

Простота вычислений, высокая точность по сравнению с обычными ТИ от SCADA/EMS, а также отсутствие необходимости синхронизации данных PMU и SCADA/EMS дают предпочтение PMU при ОС. Недостатком является относительно высокая стоимость системы сбора данных, использующих дорогое оборудование, а также проблемы, возникающие с управлением большими объемами данных, их передачей и сохранением. В связи с этим считается, что максимальный эффект от применения PMU при ОС может быть достигнут при совместном использовании данных от PMU и традиционных ТИ системы SCADA/EMS.

Полученные результаты: При этом возможны различные способы использования данных, полученных от PMU, в том числе:

- 1) в качестве измерений модулей и фаз напряжений в узлах установки PMU, а также комплексов токов по отходящим ветвям;
- 2) в качестве модулей и фаз напряжений в узлах установки PMU, а также вычисленных комплексов токов псевдоизмерений δ и U в смежных узлах («расчетные» PMU). Практика показала, что «расчетные» PMU равны точности измерений физического PMU [7];
- 3) из выражений и превращения в традиционные измерения SCADA.

$$P_{ij}^{PMU} = \sqrt{3} I_{ij_{PMU}} U_{i_{PMU}} \cos \varphi_{ij_{PMU}}$$

$$Q_{ij}^{PMU} = \sqrt{3} I_{ij_{PMU}} U_{i_{PMU}} \sin \varphi_{ij_{PMU}}$$

В связи с вышеизложенным в целях обеспечения эффективности ОС при управлении режимами ЭЭС обоснована интеграция возможностей обеих информационно-измерительных систем SCADA/EMS и PMU. В этом случае вектор измерения будет иметь вид:

$$y = \{U_i P_i Q_i P_{ij} Q_{ij} \delta_i\} \quad (10)$$

Эти данных достаточно для восполнения недостающих измерений в узлах и ветвях ЭЭС, что делает необходимой постановку и решение задачи оптимального (минимального числа) размещения PMU в Азербайджанской ЭС, учитывая то, на многих подстанциях SCADA/EMS установлены и функционируют.

На основе изложенного, решение задачи ОС в ЭС можно осуществить одним из трех способов [8]:

- путем использования информации только от SCADA-измерений;
- путем гибридного использования информации от SCADA и PMU;
- путем использования информации только от PMU.

Использование SCADA-измерений помогает достичь высокий уровень автоматизации в решении задач разработки систем управления, сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации.

Однако, как уже было отмечено, невысокая точность измерений, недостаточный объем телеизмерений, относительно невысокая скорость измерений (последовательное сканирование) ограничивают этот способ применения при управлении стационарными режимами.

Нейтрализация недостатков системы SCADA/EMS в связи с неполной наблюдаемостью и относительно низкой скоростью реакции реализуется путем интеграции её с системой WAMS, которая имеет преимущество по скорости (синхронное время) и по возможностям векторного измерения напряжения.

Пример упрощенной и развернутой схемы функционирования интегрированной системы приведен на рис.1 [9,10].

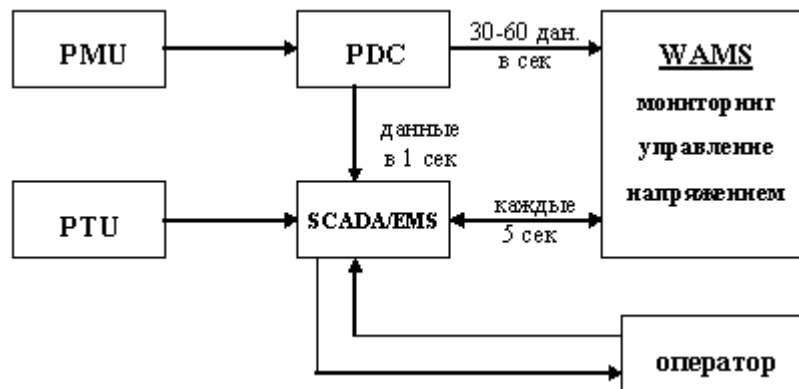


Рисунок 1. Упрощенная схема работы SCADA/EMS – WAMS по мониторингу и управлению напряжением.

Информация от PMU – PDC поступает в блок EMS с быстродействием 1 дан. в сек., а в блок WAMS с быстродействием 30-60 дан. в сек. Каждые 5 сек. от WAMS оценочные результаты поступают в блок EMS, а каждую минуту происходит взаимообмен результатами оценок и расчетов между блоками оценки состояния динамики и EMS.

Особенности SCADA-измерений могут проявляться и при совместном их использовании с PMU измерениями, а именно:

- невысокая скорость решения задачи;
- различие в точности измерений, осуществляемых PMU и SCADA, что затрудняет выявление грубых ошибок в PMU-измерениях;
- отсутствие синхронизации в измерениях PMU и SCADA;



– замедление сходимости процесса.

Существенное преимущество решения задачи ОС только по данным PMU заключается в отсутствии синхронизации данных PMU и SCADA. В то же время, в условиях иерархической структуры «PMU – PDC – Центр управления» могут иметь место проблемы с передачей и сохранения большого объема данных и управления ими. Относительно высоким является уровень стоимости.

Учитывая вышеизложенное, структуру Азербайджанской ЭС, специфику задач мониторинга и управления переходными процессами в режимах больших и малых возмущений ОС может быть достигнута при соблюдении правил обеспечения полной топологической наблюдаемости.

Заключение: Внедрение информационно-измерительных систем SCADA/EMS и WAMS является важнейшей составляющей процесса интеллектуализации энергосистем, обеспечивающее управление режимами в реальном времени. Интегрирование систем в узлах контроля объектов ЭС способствует комплексному измерению и использованию необходимой режимной информации, управлению коммуникационной системы. Применительно к Азербайджанской ЭС актуальна задача оптимального размещения устройств PMU в условиях уже внедренных измерений системы SCADA /EMS.

ЛИТЕРАТУРА

1. Gamm A.Z., Gerasimov L.N., Golub I.I. i dr. Ocenivanie sostoyaniya v elektroenergetike M. Nauka 1983 – 320 s.
2. Gamm A.A., Golub I.I. Nablyudaemost' elektroenergeticheskikh sistem Akademiya Nauk SSSR, Moskva 1990 – s.198.
3. Gamm A.Z., Rozanov M.N. Metody resheniya zadach real'nogo vremeni v elektroenergetike. Nauka, Novosibirsk 1991, 293s.
4. Glazunova A.M., Kolosok I.N., Korkina E.S. ISEM Teoriya i praktika dispatcherskogo upravleniya v elektroenergetike. Primenenie dannyh PMU pri ocenivanii sostoyaniya EES metodom kontrol'nyh uravnenij.
5. Energy Management System (EMS). Dr MSR Musty/
6. DF 800 SCADA/EMS for Power Dispatch Center/
7. Gamm A.A., Kolosok I.N., Glazunova A.M. i dr. Razvitie metodov ocenki sostoyaniya EES na osnove novykh istochnikov dannyh, tekhnologij raspredelennyh vychislenij i metodov iskusstvennogo intellekta. ZHurnal Operativnoe upravlenie v elektroenergetike. 2011 №2, s. 41-47.
8. Kolosok I.N. Buchinskij E.A. Algoritmy linejnogo ocenivaniya sostoyaniya dlya monitoringa ob"ektov EES po dannyh PMU. Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shih sistem energetiki. Vypusk 13. Baku 2013, s.401-410.
9. Sinchrophasor PMU data analysis for enhanced control center operations. IEEE General Meeting. Smart Grid Panel. Edwin Lim – Chair. July 28.2011. www.Smart Grid/qov/...
10. Mladen Kerimovic, Xreft Power Associates Wide-Area Monitoring. Protection and Control System (WAMPAC). Standards for Cyber Security Requirements. 2012



11. Huseynov A.M., Suleymanov K.A. Innovacionnaya informacionno-izmeritel'naya sistema i perspectiva ee vnedreniya v Azerbajdzhanskoj energosisteme. IZVESTIYA Vysshih Tekhnicheskikh Uchebnyh Zavedenij Azerbajdzhana. Tom 20 №6(116) 2018. s. 67-74

Publication history

Article received: 18.04.2022

Article accepted: 02.05.2022

Article published online: 18.05.2022



CONSTRUCTION OF STATIONARY PLATFORM NO. 10 FOR DRILLING 10 PRODUCTION WELLS IN “QARBI-ABSHERON” FIELD

¹Taghi Taghiyev, ²Sabuhi Ahmadov

^{1,2}ASOIU. ^{1,2}Faculty of Gas and Oil Mining; ¹PhD, ²master student.

Email: taghiyevtagi@gmail.com

ABSTRACT

This article provides information on the Garbi-Absheron field and the stationary offshore platform No.10 located here. Geographical location, climate, hydrometeorological conditions of the Garbi-Absheron field were discussed. It is clear that the platform is being designed before it is built. This project includes information on the general contractor, customer organization, design organization, technical parameters of the platform, purpose of the construction. It is clear that the leading factor in any field of production today is labor safety. Any accident on the platform can occur during construction, drilling or operation. The causes of these accidents can be derived from various arguments. The article gives examples of the causes of accidents and makes a number of suggestions for their elimination. This stationary seabed we are talking about was built and handed over on the basis of the principles that meet the latest standards. The platform was created by SOCAR's own internal capabilities. The design of inclined, horizontal production wells 19, 21, 63, 64, 65 and 66 to be drilled in the “Garbi-Absheron” field from the SSP No. 10 was carried out in accordance with the development plan approved by SOCAR for 2015-2018. These wells, with an average project depth of 860 m to be drilled in the QD-3 formation, are designed in accordance with the terms of reference approved by SOCAR Vice President for Geology and Geophysics B. Huseynov on March 9, 2017. The oil content of this field was confirmed in 1985 by testing well No. 35 drilled in the north-eastern wing. Here, the oil was extracted from a sandy horizon at the foot of the QD.

- object name - “Absheronneft” OGPD OGP area # 4
- office where the facility is located: - 43 km from the coast (north)
- contact number of the object: - There is no internal telephone
- facility area: - production block 2880 m² (50mx60m), residential block 600 m² (20mx30m), pedestrian bridge 64 m² (2mx32m)
- purpose of the object: - Oil production foundation
- date of commissioning of the facility: - may 2018
- production supply of the facility: Explosion and explosion fire - fire
- number of employees at the facility: - 6 people, the number of each employee, including: - 10 people n / q production operators, 2 people n / q output. master
- information about the houses in the basement: - 10 houses, 14 houses
- information about the wells in the core: - There are 18 oil wells, 16 MEDN, 2 sound recordings
- when the first well was drilled: - Well 63 10.09.2018
- average depth of wells: -765 meters
- daily production: -320 tons
- information about the fire water supports in the core: - There are 12 fire water supports (in good condition), there are 3 carriage barrels
- depth of sea at the location of the facility: - 12 meters



-height of Ozul above sea level: - 16 meters

-Information about the existing tanks: - 1 oil tank (60m³)

(All other equipment is on the balance of Socar-USA LLC, drilling is underway at the base - the foundation has been handed over to them)

-equipped equipment: - 3 diesel generators, oil injection pump, washing unit, lifting device, 4 EDN, 16 MEDN stations

-number of rescue vehicles: - 2 lifeboats (42 people), life raft (PSN-10 6 units, PSN-20 1 unit)

-equipment of primary firefighting equipment: - Equipped (5 sets of fire boards, 19 fire extinguishers, 12 fire water hoses)

-availability of emergency lighting system: yes.

Keywords: Drillmec HH300, stationary, platform, safety regulations

“QƏRBI-ABŞERON” YATAĞINDA 10 ƏDƏD İSTİSMAR QUYUSUNUN QAZIMASI ÜÇÜN 10 SAYLI STASIONAR DƏNİZ ÖZÜLÜNÜN TIKINTISI

¹Tağı Tağıyev, ²Səbuhi Əhmədov

^{1,2}ADNSU, Qaz-Neft-Mədən fakültəsi; ¹dosent, ²magistrant, E-mail: taghiyevtagi@gmail.com

XÜLASƏ

Qərbi Abşeron yatağı və burada yerləşən 10 saylı stasionar dəniz platforması haqqında məlumat verilmişdir. Qərbi Abşeron yatağının coğrafi yerləşmə nöqtəsi, iqlimi, hidrometeoroloji şəraitindən söhbət açılmışdır. Aydınır ki, platforma tikilməmişdən öncə onun layihəsi hazırlanır. Bu layihədə tikili üçün baş icraçı, sifarişçi təşkiat, tərtib edən təşkilat, platformanın texniki göstəriciləri, təyinatı haqqında məlumatlar öz əksini tapmışdır. Müasir dövrdə istənilən istehsalat sahəsində ən öndə duran faktor əmək təhlükəsizliyidir. İstər tikinti, istər qazıma, istər istismar dövründə platformada hər hansı bir qəza baş verə bilər. Bu qəzaların başvermə səbəbləri müxtəlif arqumentlərdən yarana bilər. Məqalədə qəzaların başvermə səbəbləri misal gətirilmiş, onların aradan qadınılması üçün bir sıra təkliflər irəli sürülmüşdür. Haqqında danışdığımız bu stasionar dəniz özülü ən son standartlara cavab verən prinsiplər əsasında inşa edilib təhvil verilmişdir. Özül SOCAR-ın öz daxili imkanları gücünə ərsəyə gətirilmişdir. “Qərbi Abşeron” yatağında 10 saylı dəniz stasionar özülündən qazılacaq 19, 21, 63, 64, 65 və 66 №-li maili istiqamətləndirilmiş, horizontal istismar quyularının layihələndirilməsi SOCAR tərəfindən 2015-2018-ci illər üçün təsdiq edilmiş işlənmə planına uyğun olaraq aparılmışdır. QD-3 lay dəstəsinə qazılacaq orta layihə dərinliyi 860 m olan bu quyular Azərbaycan Respublikası Dövlət Neft Şirkətinin Geologiya və geofizika məsələləri üzrə Vitse-prezidenti B.Hüseynov tərəfindən 09 mart 2017-ci ildə təsdiq edilmiş texniki tapşırığa əsasən layihələndirilir. Bu yatağın neftliliyi 1985-ci ildə şimal-şərq qanadda qazılmış 35 №-li quyunun sınaqması ilə təsdiq edilmişdir. Burada neft QD-nin dabanında yatan qumlu horizontdan alınmışdır.

Açar sözlər: Drillmec HH300, stasionar, platforma, təhlükəsizlik qaydaları.

Giriş: Qərbi Abşeron yatağı Xəzər dənizi akvatoriyasında, Bakı şəhərindən şimal-şərq istiqamətində 65 km məsafədə yerləşmişdir. Burada dənizin dərinliyi 2-20 metr arasında dəyişir.



Kəşfiyyat işlərinin görülməsi nəticəsində Qərbi Abşeron qırışığının tağyanı hissəsində Qırməki lay dəstəsinin çöküntülərində neft yatağı aşkar olunmuşdur. Birinci dəfə olaraq 1985-ci ildə Qərbi Abşeron sahəsində 35 №li axtarış quyusunda lay sınaqçısı ilə sınaq işləri aparılmış və Qırməki lay dəstəsinin aşağı hissəsindən 908.5-901 metr intervalından sənaye əhəmiyyətə malik olan, gündəlik hasilatı 61 ton olan neft alınmışdır.

Axtarış-kəşfiyyat, istismar quyularının qazma və sınaq işlərinin yekunundan bele nəticəyə gəlinmişdir ki, sənaye əhəmiyyətli neftqazlılıq MQ-ın QD və QA lay dəstələri ilə əlaqədardır.

QD və QA lay dəstəsinin tavanı üçün qurulmuş struktur xəritədə Qərbi Abşeron qırışığının ölçüləri 4-11 km-dir. Qırışığın quruluşu asimmetrikdir.

Yataq sənaye işlənməsi 1989-cu ildə başlanılmış, QD horizontunun istismara daxil olması bu tarixdən start götürmüşdür. 01.01.2013-cü il tarixində bu yataqda 34 hasiledici quyu qazılmış, 10 quyu isə istismar fondundadır.

İşlənmənin əvvəlindən sözü gedən yataqdan 27 min ton neft hasil olunmuşdur, sulaşma 7.1%, son neft vermə əmsalı 0.25 yer tutur.

"Qərbi Abşeron" yatağının hidrometeorologiyası

Havanın temperaturu

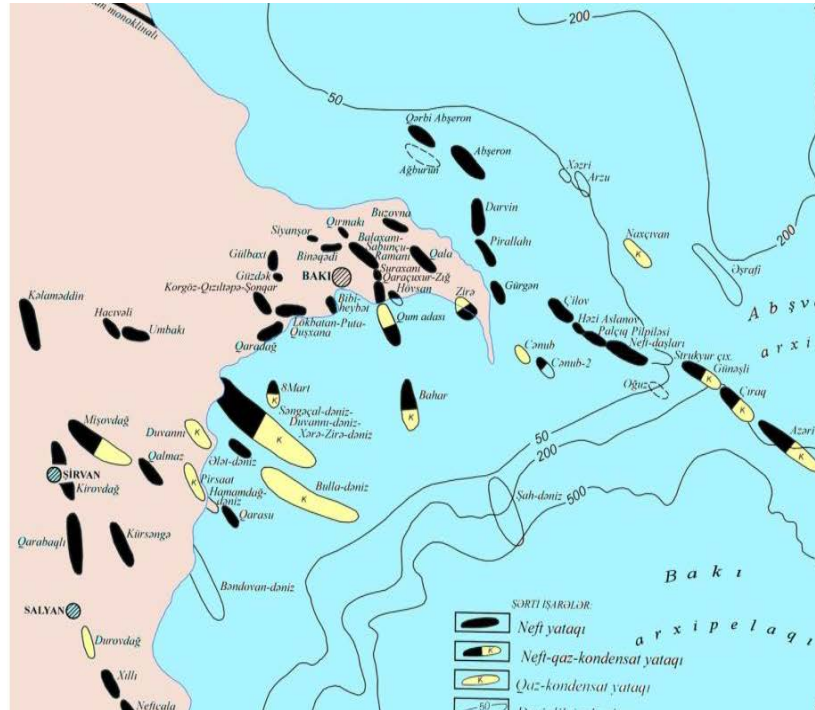
- orta illik $+14,5^{\circ}\text{C}$;
- yayda ən yüksək $+30-35^{\circ}\text{C}$;
- qışda ən aşağı -3°C .

Küləyin sürəti və istiqaməti

- küləyin maksimal sürəti - 30 m/san;
- küləyin istiqamətinin azimutu - şimal;
- yağıntının miqdarı - 200 mm;
- qış günlərinin sayı - 90 gün;
- il ərzində qasırğalı günlərin sayı - 89 gün.

Plan. Bu plan əlavə 4 ədəd istismar quyusunun qazılması üçün hazırlanmışdır. Dənizdə dərinlik bu özlü bərkidilən yerdə 15 metrdir. Stasionar dəniz özlündən bir ədəd "Drillmec HH300" tipli qazma dəzgahı ilə 4 ədəd istismar quyusunun qazılması, qazma nasoslarının axın işlənməsi şərtində nəzərdə tutulmuşdur.

Atqıya qarşı avadanlıqların yerləşdirilməsi QOST 13862-2003-nin 44 sayılı sxeminə uyğun tətbiq olunmuşdur. Manifold xətləri dayaqlara bərkitməli, dayaqlar arasındakı məsafə 4 metrdən çox olmamalıdır. Qazma avadanlıqlarının və qüllə ətrafı qurğuların inşası "Xəzər dənizi akvatoriyasından neft və qaz quyularının qazılması və quyunun yoxlanması ərəfəsində dənizi şlamlı, kimyəvi reagentlərlə və ağırlaşdırıcılarla çirklənmədən mühafizə" adlı sənədə uyğun yerinə yetirməli.

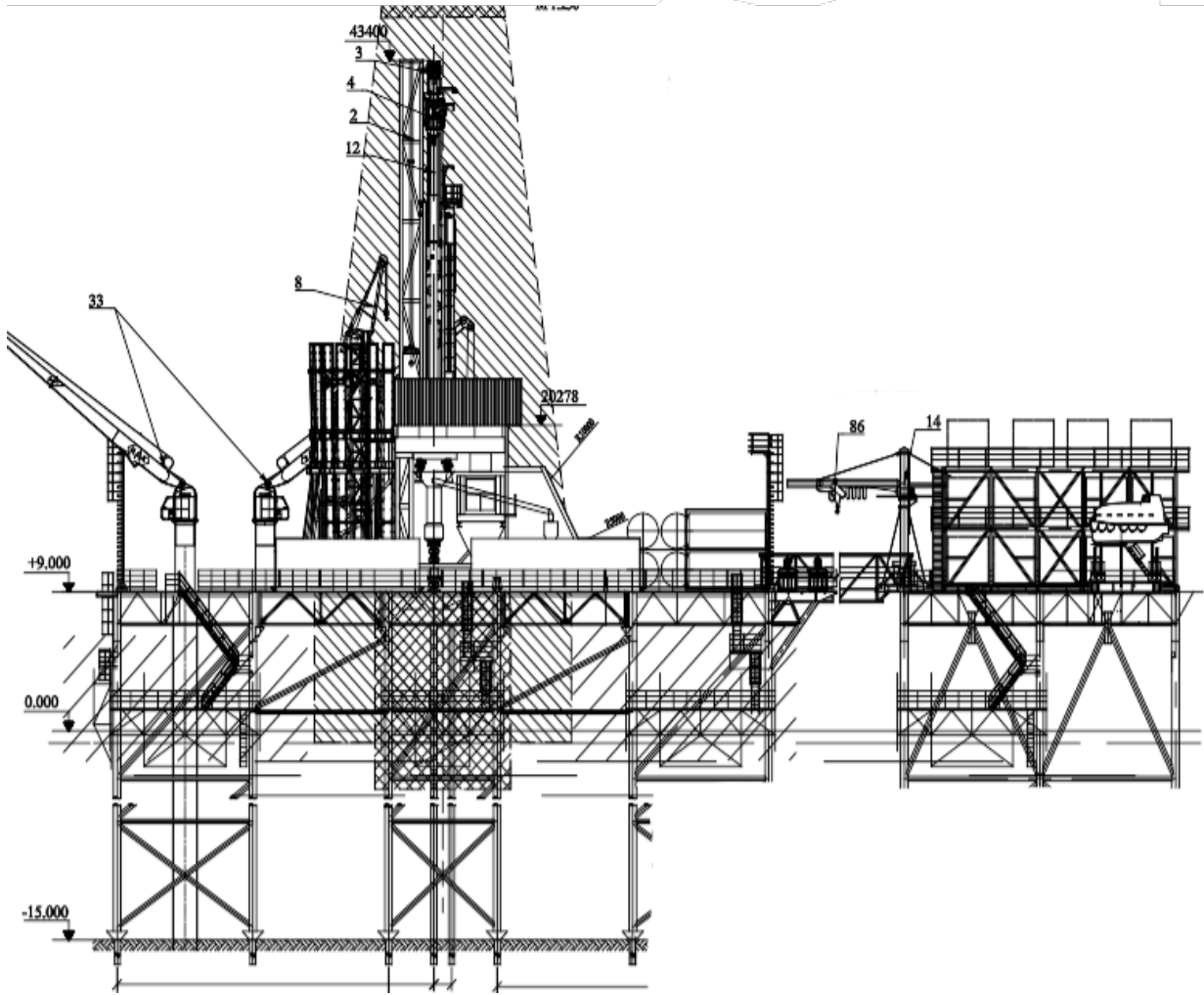


Şəkil 1. İş rayonunun icmal xəritəsi

Qazma ərəfəsində platformada mövcud olan istismar quyularının istismarını qüvvədə olan normalara uyğun aparmalı. Hər bir qazılmış quyunun istismara verilməsini yerli yanğınsöndürmə dəstəsi ilə razılaşdırmalı. Quyuların istismarına onların paker, quyudibi və xətti ayırıcılarla tam təmin olunduğu halda icazə verilir. Döşəməyə verilən buraxıla bilən yük borulardan-1,5 ton, kimyəvi reagentlər, barit, bentonitdən isə 3 tondan çox olmamalıdır. Məhlul novunun mailliyi 0,02-dən az olmamalıdır. Şurf borusunun yerləşməsi və konstruksiyası “Drillmec HH300” uyğun yerinə yetirməli. Karotaj stansiyası elektrik enerjisi ilə baş bölüşdürücü lövhədən təmin olunur. Dizel mühərrikli karotaj qaldırıcısı sıxılmış hava ilə qurğunun hava balonundan təmin olunur. “CD-1400” tipli qazayırıcı qurğusunu təmizləmə blokun üzərində quraşdırmalı. Avadanlıqlara təhlükəsiz xidmət olunmasını təmin edən məhəccər sistemi bu cizgidə şərti olaraq göstərilmişdir.

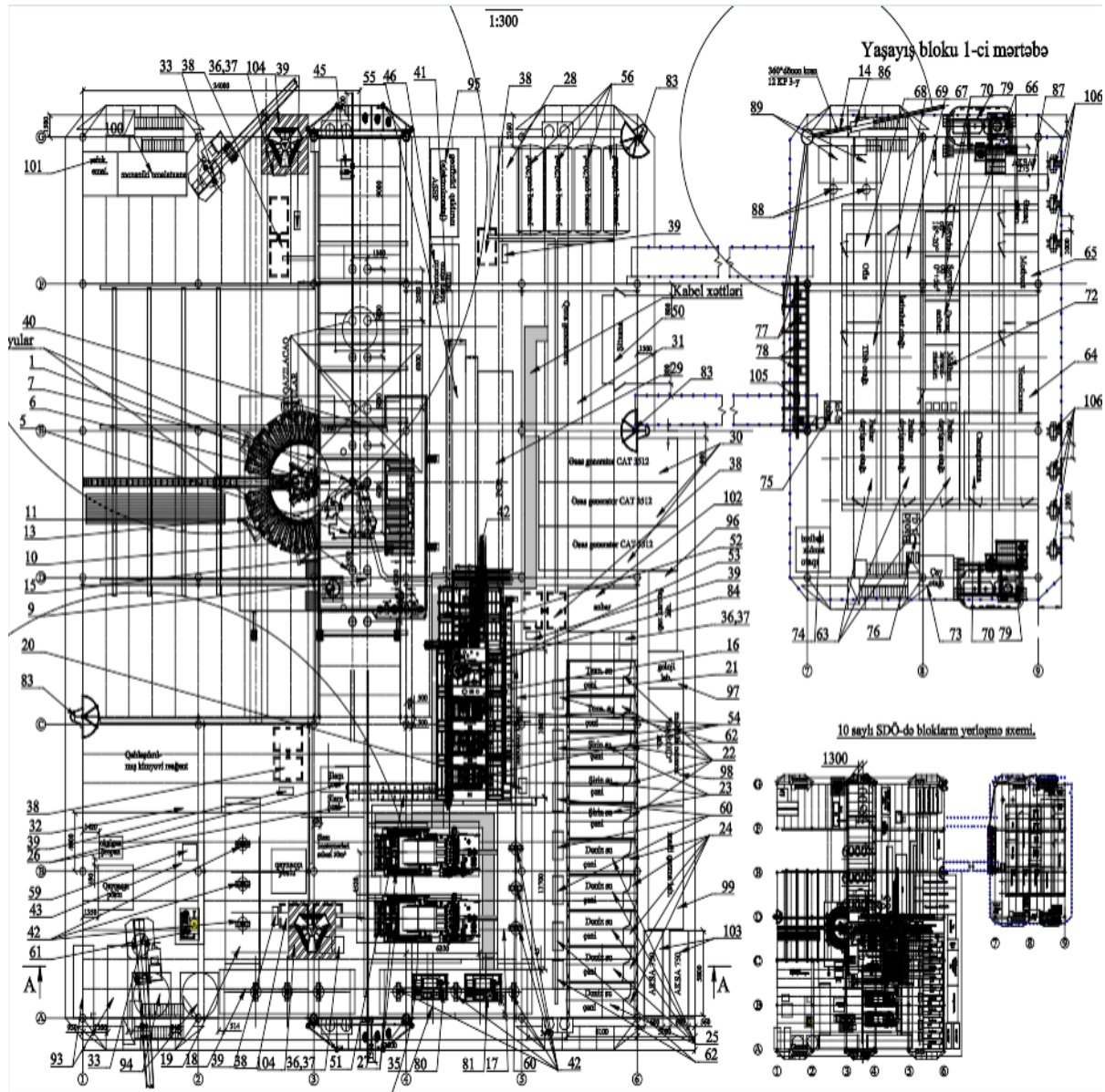
Qazma qülləsi və qülləaltı postament, qüllənin seksiyaları, modul şəkilli sahələrin gövdələri, dövrü system çənləri, kabel korobaları və nərdivanlar, partlayışdan mühafizəli qutular yaşıl-sarı rəngli sahəsi $S=50$ kvadrat millimetr olan naqıl ilə yerlə birləşdirilməlidir. Mexaniki qarışdırıcılar, maqnit buraxıcıları və çənlərvə ya çənlərin ramaları və üzərində yerləşən elektrik avadanlıqları yaşıl sarı rəngli sahəsi $S=16\text{mm}^2$ olan naqıl ilə yerlə birləşdirilməlidir. İşlənmə lampaları və direkleri, paylayıcı qutular, işəsalma düymələri, videokamera və quraşdırma dirəkləri yaşıl-sarı rəngli sahəsi $S=6\text{mm}^2$ olan naqıl ilə yerlə birləşdirilməlidir.

Dövrü sistem, VDF sahəsi və MCC sahəsi, MCC sahəsi və qazmaçının idarəetmə otağı $S=50\text{mm}^2$ olan naqıl ilə yerlə birləşdirilməlidir. $S=50\text{mm}^2$ olan naqılı yerlə birləşdirmə üçün M10, $S=16\text{mm}^2$ olan naqılı yerlə birləşdirmə üçün M6 tipli sinklənmiş qaykalardan istifadə etməli.



Şəkil 2. 10 saylı stasionar dəniz özülünün yan görünüşü

Məqsəd: Dənizlərdə tikilən stasionar platformalar müxtəlif səbəblərdən müəyyən qəza təhlükəsi ilə üz üzə gələ bilər. Bu qəzalara səbəb müxtəlif amillər misal göstərilə bilər. Hava şəraitinin müxtəlifliyi, detallarda gedən korroziya, texniki edilən səhvlər, məsuliyyətsizlik və başqa bu cür arqumentlər misal çəkilə bilər. Tikinti aparılmadan öncə verilən layihədə sadaladığımız arqumentlər nəzərə alınır. Dünyada baş verən qəzalara nümunələr gətirə bilərik. 1988-ci ildə Britaniyanın Şimal dənizindəki Piper Alpha neft platformasında baş verən partlayışlar 167 nəfərin həyatına son qoydu. Bu, tarixdə ən ölümcül dəniz neft platforması qəzası oldu. Alexander L Kielland yarımada platforması 27 mart 1980-ci il axşam saatlarında 212 işçiyə yaşayış yeri verdi. Onlardan 19 ilə 57 yaş arasında olan 123 işçi üzən otelin aşması nəticəsində öldü. 3 noyabr 1989-cu ildə Cənubi Çin dənizində Seacrest Drillship qəzası nəticəsində 91 ekipaj üzvü həlak oldu. 4400 tonluq qazma gəmisi Platon qaz yatağının qazılması üçün Taylandın Banqkok şəhərindən 430 km cənubda lövbər salmışdı.



Şəkil 3. Plan

Həmin gecə Typhoon Gay 40 fut hündürlüyündə dalğalar çıxardı və nəticədə qazma gəmisinin çevrilməsinə səbəb oldu. 15 fevral 1982-ci il səhər tezdən Ocean Ranger qəzasında 84 ekipaj üzvü öldü. Onlar Kanadanın Nyufaundlend sahillərində, Şimali Atlantik dənizində çevrilib batarkən qazma qurğusunun göyərtdəsində idilər. Seacrest fəlakətindən altı il əvvəl Glomar Java dəniz qazma gəmisi 25 oktyabr 1983-cü ildə Cənubi Çin dənizində aşdı. Bu qazma gəmisinin Çinin Hainan adasından təxminən 63 dəniz mili cənub-qərbində çevrilməsi və batması nəticəsində 81 nəfərin ölümünə səbəb oldu, Vyetnamdan şərqdə 80 dəniz mili. Deepwater Horizon hadisəsi 11 qazma qurğusunun işçisini öldürdü, lakin əksər dəniz fəlakətlərindən daha az ölümcül olaraq



qalır. Bununla belə, yerləşdiyi yerə, vaxta və sonra gələn neft ləkələrinə görə bu günə qədər ən məşhur dəniz fəlakəti olaraq qalır.

20 aprel 2010-cu ildə BP-nin Deepwater Horizon qazma qurğusunda baş verən partlayış ABŞ tarixində ən böyük neft sızıntısına səbəb oldu. Dörd milyon barel neft Meksika körfəzinə tökülərək çoxlu sayda dəniz quşlarına və yüzlərlə mil boyunca sahil xətlərinə ziyan vurdu.

Metodlar: Yuxarıda sadaladığımız qəzaların baş verməməsi üçün öncədən tədbirlər görülməsi vacibdir. Bunun üçün tikintidən əvvəl təhlükəsizlik hesabatları aparılmalıdır. Hər bir sənayenin müəyyən riskləri var, lakin neft və qaz sənayesində baş verə biləcək qəzalar daha böyük risklər yaradır. Xüsusilə dənizdə yüzlərlə mil məsafədə yerləşən neft buruqlarında təhlükəsizliyə ciddi yanaşmaq lazımdır, xüsusən də dəniz yanğınlarının və təhlükəli kimyəvi maddələrin potensial təhlükələrini nəzərə alsaq, kiçik məsələ deyil. Qəzaların və yanğınların qarşısını almaq üçün xəsarət və ya ölüm halının baş verməsini gözləmək lazım deyil. İş yerinin təhlükəsizliyinin, xüsusən də neft buruqlarında təhlükəsizliyin təmin edilməsi həm işçilərin, həm nəzarətçilərin, həm də menecerlərin düşüncə tərzini, münasibətini və davranışını təcəssüm etdirən əsas prioritet olmalıdır. Buna görə də, qazma qurğusunda olan hər kəsə – həm işçilərə, həm də subpodratçılara – bütün təhlükəsizlik qaydalarına və qaydalarına riayət olunmasını və mümkün təhlükələrə qarşı xəbərdar olmağın daxil olduğu təhlükəsiz iş mühitinin saxlanması vacibliyini ardıcıl olaraq xatırlatmaq lazımdır. Yanğınsöndürmə avadanlığı kimi fəvqəladə hallar zamanı lazım olan bütün avadanlıqların yerləri haqqında məlumatlı olmaq da vacibdir. Bütün sahələr təhlükəsizlik eynəkləri, şlyapalar, əlcəklər, polad barmaqlı çəkmələr, respiratorlar və yanğına davamlı geyimlər də daxil olmaqla məcburi fərdi qoruyucu vasitələrə (PPE) ehtiyac duyur. Neftqazçıxarma sənayesində təhlükəsizlik qaydaları Azərbaycan Dövlət Əməyin Mühafizəsi və Təhlükəsizlik Texnikası Elmi-Tədqiqat İnstitutunda işlənmişdir. Azərbaycan Respublikası Dövlət Neft Şirkətindəki struktur dəyişikliyinə nəzərə alsaq, quruda və dənizdə yerləşən neftqazçıxarma obyektləri üçün təhlükəsizlik tələbləri bir yerdə verilmişdir. Qaydaların strukturu elə təyin olunmuşdur ki, dənizdəki obyektlərə olan spesifik təhlükəsizlik tələbləri «Dəniz şəraiti üçün əlavə tələblər» bölmələrində əlavə olaraq verilmişdir.

Nəticə: 1. 10 sayılı stasionar dəniz özülündən danışıldı. İlkin olaraq Qərbi-Abşeron yatağı haqqında yatağın yerləşim strukturu, iqlimi, hidrometeoroloji şəraiti barədə qısa da olsa məlumat verildi. Özülün tikintisi müddətində əsas faktor əməyin təhlükəsizliyi olmuşdur. İstər tikinti vaxtı, istər istismar zamanı insan həyatının təhlükəsizliyi nəzərə alınaraq platformada olan qurğu və avadanlıqlar keyfiyyətə görə ən son standartlara cavab verən detallar nəzərə alınmışdır. Layihə zamanı dənizdə olan hidrometeoroloji şərait və iqlim nəzərdə saxlanılıb və buna uyğun olaraq təhlükəsizlik hesabatları aparılmışdır. Platforma Azərbaycan Respublikasının əməyin təhlükəsizliyi üzrə yazılmış qayda və qanunlarına tam şəkildə cavab verir.

2. Layihə tapşırığında 19,21,63,64,65 və 66 №-li quyuların “Drillmec HH-300” qazma qurğusu ilə qazılması nəzərdə tutulmuşdur. Layihələndirilən quyular “SOCAR-AQS” MMC tərəfindən rotor - quyu dibi mühərrik üsulu ilə qazılacaq. Layihələndirilən quyularda qazma işlərinin “Drillmec HH-300” qazma qurğusu ilə müntəzəm olaraq təhlükəsiz, qəzasız və ətraf mühiti çirkləndirmədən başa çatdırılması nəzərdə tutulmuşdur. Bu da SOCAR-ın neft hasilatının sabit saxlanılmasını həyata keçirməsinə böyük yardım edəcəkdir.



Layihədə, bu yataqdakı qonşu DSÖ-dən qazılmış quyulardan alınmış təcrübəni yeni 10 sayılı DSÖ-dən qazılacaq quyularda tətbiq etməklə əməliyyatların uğurla aparılması üçün daha artıq təcrübə əldə ediləcəkdir.

Bundan başqa müəyyən texnoloji prosesləri aparmaq üçün "Weatherford", "BJ" servis şirkəti, "Halliburton", "Azəri M.İ Drilling" Co şirkətlər qrupunun və "Schlumberger" firmasının servis xitmətlərindən istifadə nəzərdə tutulur.

ƏDƏBİYYAT

1. A.C.Memmedov, V.V.Memmedova. Deniz hidrotexniki qurgularinin tarixi, metodologiyasi və muasir problemleri.
2. Azərbaycan Respublikasının Dövlət Neft Şirkəti "Neftqazəlmitedqıqatlayihə" İnstitutu, Sifaris №11311, İsci layihə, Cild 3 tikintinin teskili.
3. Bağirov B.E. Nerimanov A.E, Salmanov A.M. Nezerova S.E Heseneliyev M.Q. Principles for grouping of multihorizontal objects for joint development. International Conference on "Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential of Caspian & Black Seas Region", ASPG/EAGE, Baku, Azerbaijan, 24-26 September, 2002. – Pp.150-154.
4. İsmayilov F.S., Hacıyev F.M., Mehdiyev U.S, Salmanov E.M. Abseron yarımadasinin neft-qazkondensat yataqlarının hidromineral resursları. – Bakı: NQETLİ, 2013. – 358 seh.
5. M.T.Abasov, E.KH.Azimov, R.Yu.et.al. Theory and practice of geological- geophysical studies and development of marine oil and gas fields on the example of South-Caspian depression. – Bakı: Azerneshr, 1997. – P.203.
6. Bağirov B.E. Azərbaycanın neft və qaz yataqlarının islenilmesinin muasir veziyyeti ve perspektivleri. // Azərbaycan Ali Texniki Mekteblərinin Xeberleri. – Bakı, 2003, №2 (24). – S. 9-16
7. Bağirov B.E. Neft-qaz-meden geologiyasi. // ADNA. – 2011. – 311 s.

Publication history

Article received: 18.04.2022

Article accepted: 02.05.2022

Article published online: 18.05.2022



WAYS TO INCREASE THE PRODUCTIVITY OF GAS AND GAS CONDENSATE WELLS

¹Tofiq Samadov, ²Farahim Sadiqov

^{1,2}ASOIU, ^{1,2}Department of Oil and Gas Engineering, ¹professor, ²master student.

E-mail: ferahimsadiqov98@gmail.com

ABSTRACT

Various geological and technical measures are being taken to increase the productivity of wells operating in offshore gas and gas condensate fields. However, the efficiency of well impact methods varies between 50-55%. This is due to either inaccurate technological parameters of the measure or inaccurate identification of the affected wells. It is known that in addition to the commissioning of new fields to increase gas and condensate production, it is also of great practical importance to apply intensification methods by various effects on the wellbore zone and the body of the reservoir.

The volume of liquid and gas flow into production wells depends mainly on 2 factors, the collector properties of the rocks and the driving characteristics of the gas-liquid system. It should be noted that the main production of wells is the collector properties of rocks.

The purpose of the well impact methods used to intensify the flow of gas and liquid into the well is to dissolve carbonate rocks, expand existing cracks in the formation and create new cracks, as well as remove condensate from the surface of porous channels.

It is known that in addition to the development of new fields to increase gas and condensate production, the application of different intensification methods by different effects on the wellbore zone is one of the important issues of gas extraction processes.

In order to intensify the flow of gas and liquid into the well, the application of methods to affect the bottomhole zone provides the solution of carbonates contained in the rocks, widening existing cracks and creating new cracks, reducing the viscosity of the gas-liquid system, etc. During the application of different methods of impact on the bottom zone, the presence of different conditions in the formation and wells does not allow to accurately select the optimal technological parameters of both wells and the measure. Therefore, the success of the results of the measures taken is low, ie varies around 15-50%. In this case, statistical methods are used to study the results of the impact on the wellbore zone.

Keywords: well bottom zone, disperse components, gas and condensate extraction, mathematical statistics, reaction rate, formation pressure, diagnostic analysis.

QAZ VƏ QAZ-KONDENSAT QUYULARININ MƏHSULDARLIĞININ ARTIRILMASI YOLLARI

¹Tofiq Səmədov, ²Fərahim Sadiqov

^{1,2}Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, ^{1,2}Neft-qaz mühəndisliyi kafedrası, ¹professor,

²magistr, E-mail: ferahimsadiqov98@gmail.com



XÜLASƏ

Dəniz qaz və qazkondensat yataqlarında istismarda olan quyuların məhsuldarlığını yüksəltmək üçün müxtəlif geoloji-texniki tədbirlər tətbiq olunur. Lakin quyuların quyudibi zonasına təsir üsullarının səmərəliliyi 50-55% arasında dəyişir. Buna səbəb ya tədbirin texnoloji parametrləri və ya təsirə məruz qalan quyuların dəqiq təyin olunmamasıdır. Məqalədə, quyudibi zonaya təsir üsulunun müvəffəqiyyətini yüksəltmək üçün həm quyuların seçilməsi və həm də tədbirin texnoloji parametrlərinin optimal miqdarının təyini üçün sistem şəklində üsul təklif olunur.

Açar sözlər: quyudibi zona, dispers komponentlər, qaz və kondensat hasilatı, xlorid turşusu, riyazi statistika, reaksiya sürəti, lay təzyiqi, diaqnostik təhlil.

Giriş: Məlumdur ki, qaz və kondensat hasilatlarının artırılması məqsədilə yeni yataqların istismara cəlb olunması ilə yanaşı, eyni zamanda layların quyudibi zonasına və gövdəsinə müxtəlif təsiretmə yolu ilə intensivləşdirmə üsulları tətbiq edilməsinin böyük təcrübəvi əhəmiyyətə malikdir.

İstismar quyularına maye və qaz axınının həcmi əsas etibarilə 2 amildən, yəni süxurların kollektor xassələrindən və qaz-maye sisteminin sürülmə xüsusiyyətlərindən asılıdır. Qeyd etmək lazımdır ki, quyuların hasilatlarına əsas etibarı ilə süxurların kollektor xassələridir.

Quyuya qaz və maye axınının intensivləşdirilməsi məqsədilə tətbiq olunan quyudibinə təsir üsullarının vəzifəsi karbonatlı süxurların həll etməsi, layda mövcud olan çatların genişləndirilməsi və yeni çatların yaradılması, eyni zamanda məsaməli kanalların səthlərində çökmüş kondensatın çıxarılması proseslərindən ibarətdir.

Məlumdur ki, qaz və kondensatın hasilatının artırılmasının təmin olunması üçün yeni yataqların işlənməyə cəlb edilməsi ilə yanaşı, layın quyudibi zonasına müxtəlif təsiretmə yolu ilə müxtəlif intensivləşdirmə üsullarının tətbiq olunması qazçıxarmanın texnoloji proseslərin vacib məsələlərindəndir.

İstismar quyularına qaz və maye axınının həcmi əsas etibarilə, süxurların kollektor xassələrindən, qazın və mayenin məsaməli mühitdə süzülmə xüsusiyyətlərindən asılıdır.

Quyuya qaz və maye axınının intensivləşdirilməsi məqsədilə, quyudibi zonasına təsiretmə üsullarının tətbiqi nəticəsində, süxurların tərkibində olan karbonatların turşunun təsirendən həll olunması, layda mövcud olan çatların genişləndirilməsi və yeni çatların yaradılması, qaz-maye sisteminin özüllüyünün azaldılması, və s vasitələrlə layların keçiriciliyinin artırılması təmin olunur.

Beləliklə, quyuların məhsuldarlığının yüksəldilməsi üçün quyuların quyudibi zonasına müxtəlif üsullar tətbiq olunur. Bəzi hallarda təsir üsulları "Qazın hasilatının intensivləşdirilməsi üsulları" adlandırılır.

Quyudibi zonaya müxtəlif təsir üsullarının tətbiqi zamanı, layda və quyularda yaranan müxtəlif şəraitlərin olması həm quyuların və həm də tədbirin optimal texnoloji parametrlərinin dəqiq seçilməsinə imkan vermir. Ona görə də tətbiq olunan tədbirlərin nəticələrinin müvəffəqiyyəti aşağı səviyyədə olur, yəni 15-50% ətrafında dəyişir. Bu halda quyuların quyudibi zonasına təsirin nəticələrinin tədqiqi statistiki üsulları tətbiq olunur.

Məqsəd: Məhsuldar layların açılması və quyuların mənimsənilməsi proseslərinin səmərəliliyi, laydan qaz-maye axınının həcmi miqdarı ilə qiymətləndirilir. Lakin məhsuldar laylar açılan zaman istifadə olunan məhsulların xüsusiyyətlərindən asılı olaraq aşağıdakı hadisələr baş verir :



1. Qazma məhlulunun tərkibində olan gil hissəcikləri və digər dispers komponentlər məsaməli mühitin boşluqlarına və çatlarına daxil olaraq layın təbii keçiriciliyini azaldır.
2. Layların açılması zamanı tətbiq olunan məhlulun tərkibini təşkil edən maye faza məsaməli mühitin boşluqlarına daxil olaraq quyudibi zonası, yəni məhsuldar qatın çirklənməsi baş verir.
3. Quyu gövdəsinin divarlarında qazma məhlulunun bərk hissəciklər qatı əmələ gəlir. Bu səbəbdən də məhsuldar qatın keçiriciliyi pisləşir və nəticədə quyunun məhsuldarlığı azalır.

Aparılmış tədqiqatlar və mədən təcrübəsində məlum olmuşdur ki, qazma məhlulundan bərk hissəciklərin laya daxil olma dərinliyi 40mm, gil məhlulundan süzülən mayenin (filtirat) daxil olma dərinliyi 3m-ə və özünün laya daxil olma dərinliyi isə bir neçə metrə çatır.

Beləliklə, layların açılması və quyuların mənimsənilməsi texnoloji proses quyuların quyudibi zonasında yaranan müxtəlif mürəkkəbləşmələr layın təbii keçiriciliyi azaldığı üçün quyuların məhsuldarlığı azalır.

Metodlar: Quyuların quyudibi zonasına xlorid turşusu ilə səmərəli təsiri üçün quyunun seçilməsinə baxaq.

Aşağıda, quyularda geoloji-texniki tədbirlərin aparılması üçün ehtimal- statistik aparatın tətbiqi ilə obyektin seçilməsi məqsədilə, vacib təcrübə məsələyə baxılır. Xlorid turşusu ilə quyudibi zonasına təsirə məruz qalmış quyular iki qrupa ayrılır səmərəli, səmərəsiz və onların əsasında riyazi statistikanın tətbiqi ilə səmərəli quyuların proqnozunun mümkünlüyü təyin olunur.

Əvvəlcə səmərəliyi artırmaq məqsədilə quyunun seçilməsi üçün ardıcıl diaqnostik əməliyyatların tətbiqinə baxaq.

Quyudibi zonaların xlorid turşusu ilə təsir olunmuş quyulara aid mədən məlumatları toplanıb U sistemləşdirilmişdir.

Seçilmiş quyular üzrə bütün amillərin bu ölçüləri məlumdur: turşu məhlulun həcmi (V_t), turşunun laya vurulma sürəti (v), reaksiya sürəti (t), turşunun laya vurulma təzyiqi (P), quyudibi zonasına təsirdən əvvəl və sonrakı quyunun hasilatı (Q_1 və Q_2), təsirin nəticəsinə görə əlavə hasil olunmuş qazın həcmi (ΔQ), və quyunun səmərəli istismar müddəti (t). Əvvəlcə yuxarıda qeyd olunan amillərin informativliyi təyin olunur. Lakin öncə həmin amillərin informativliyini qeyriparametrik kriteriyalardan birinin köməyi ilə təyin edək.

"U" (Vilkokson-Manna-Uitni) kriteriyasının tətbiqi ilə V_t amili üçün informativliyi təyin edək.

Quyuları A (səmərəli) və B (səmərəsiz) qruplarına ayırmaq və parametrlərin qiymətlərinə əsasən sıralaşdırmaq (Cədvəl 1). Əgər B qrupuna aid məlumatları A qrupunun məlumatlarından sonra sıraya düzülseydi, onda iki qrup arasında paylanma ideal olardı. Lakin cədvəl-1-dən görünür ki, belə alınmır.

Cədvəl 1. Xlorid turşusunun həcmnin təsnifatına ayrılması

A Sinifi	B sinifi	İnversiya	
		A	B
13			
	18		1
	24		1
	25		1
26		3	
	26		2
30		4	
30		4	
32		4	
35		4	
35		4	
40		4	
	40		8
	42		8
	42		8
	42		8
44		8	
45		8	
45		8	
	46		11
50		9	
	50		12
	57		12
	61		12
50		12	
n=13	n=12	U=72	U=84

Cədvəl 2. Lay təzyiqinin təsnifatına ayrılması

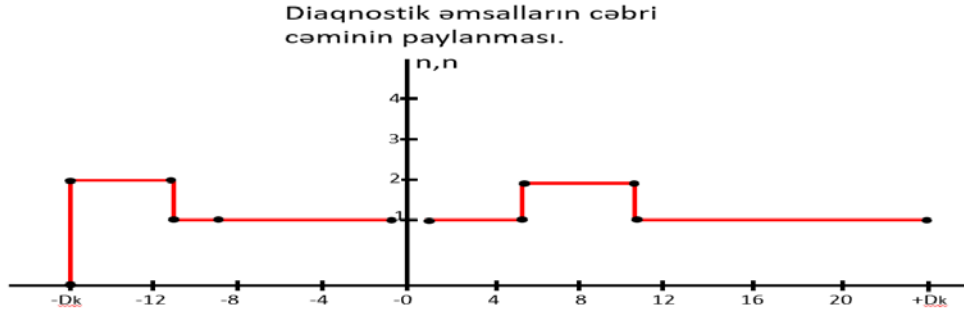
A sinifi	B sinifi	İnversiya	
		A	B
	99		
	137		
	138		
	150		
152		4	
	154		1
155		5	
	156		2
157		6	
	157		3
159		7	
159		7	
	160		5
165		8	
	166		6
169		9	
	180		7
183		10	
	187		8
188		11	
	199		9
202		12	
235		12	
235		12	
237		12	
n=13	n=12	115	41

"U" kriteriyasının köməyi ilə lay təzyiqinin informativliyi təyin olunur (cədvəl 2). Tərtib olunmuş düzləndirilmiş sıranın nəticələrinə əsasən minimum inversiyanın qiyməti hesablanır (U=41).

$n_1=13$ və $n_2=12$ qiymətlərinə əsasən xüsusi cədvəldən U_c -nin qiyməti 41 olur . Alınmış nəticələrdən görünür $U < U_c$, yəni "U" kriteriyasına əsasən lay təzyiqi informativ sayılır.

Anoloji olaraq digər amillərin informativliyi təyin olunur. Hesabatın nəticələri göstərdi ki qəbul olunmuş amillərin bir hissəsi informativ sayılır. Yəni, lay təzyiqi, turşunun süxur ilə reaksiya müddəti, məsaməlik , quyuların tədbirdən əvvəl hasilatı, və süzülmənin müqavimət əmsallarının informativliyi 0,5 - əmsalından böyük olduğu üçün həmin amillər üçün quyular üzrə diaqnostik əmsal hesablanılır. Alınmış nəticələrin əsasında ümumiləşdirilmiş diaqnostik əmsalı xarakterizə edən əmsallar təyin olunmuşdur. Qəbul olunmuş əmsallar üzrə səmərəli(A) və səmərəsiz(B) quyular üçün D_k hesablanılır. Şəkil 1-də diaqnostik əmsalların cəbri cəminin paylanması nəticələrinin təhlilindən aydın olur ki, A(səmərəli quyular) qrupuna aid olan quyuların diaqnostik əmsalları sağ tərəfdə B(səmərəsiz quyular) qrupu isə sol tərəfdə paylanıb, yəni D_k - lərin paylanılmasından aydın olur ki ,əgər D_k - nın cəmi 1 dən çox olarsa onda geoloji texniki tədbirin

aparılması məqsədə uyğundur. Əgər D_k -nin cəmi “-2” dən az olarsa, onda tədbirin aparılması mümkün deyil. D_k əmsalların qiymətlərinə əsasən sərhəd hədləri təyin olunduqdan sonra, yeni quyuda nəzərdə tutulan təbirlərin səmərəli və yaxud səmərəsiz olmasının proqnozunu təyin etmək mümkündür.



Şəkil 1

Şəkil 1. Diaqnostik əmsalların cəbri cəminin qiymətlərinin paylanması.

Quyular da tətbiq olunan tədbirlər üçün təyin olunmuş proqnoza görə, aydın olur ki, quyuda yerinə yetirilən tədbir səmərəli sayılmışdır.

Beləliklə, qeyri parametrik kriteriyaları tətbiqi ilə quyuları səmərəli və səmərəsiz qruplarına ayırmaq mümkündür. Eyni zamanda səmərəli qrupa daxil olan quyuları həm hasilat artımına görə və həm də səmərəliliyin müddətini nəzərə almaq lazımdır.

Nəticə: 1. Qaz və qaz-kondensat quyuların məhsuldarlığının azalması səbəbləri göstərilmişdir.

2. Quyudibi ətrafı zonasının keçiriciliyini artırmaq məqsədilə müxtəlif təsir üsullarının aparılması qaydaları və texnologiyaları ətraflı araşdırılıb.

3. Quyudibi ətrafı zonasına təsir üsulların səmərəliliyinin artırılması məqsədilə qeyri-parametrik kriteriyaların və təsnifat metodu ilə texnoloji prosesə təsir edən amillər təyin olunmuşdur. Beləliklə, qaz və qaz-kondensat quyularının quyudibi zonasının turşu ilə təsir nəticələrinə əsasən sistem təhlili əsasında, yəni bir-neçə riyazi statistikanın tətbiqi üsulları ilə prosesin səmərəliliyi 55%-dən 87%-ə qədər yüksəldilməsi mümkün olmuşdur.

ƏDƏBİYYAT

1. Kurganov D.V. O vlijanii nekotoryh plastovyh parametrov na proizvoditel'nost' gorizonta'noj gazovoj skvazhinyzvestija Tul'skogo gosudarstvennogo universiteta. Nauki o Zemle. 2021. # 1, c. 178-188.
2. Gasumov R.A. Kompleksnaja tehnologija povyshenija proizvoditel'nosti nizkodebitnyh gazovyh skvazhintehnologii nefi i gaza. 2015. # 5 (100), c. 36-40.
3. Aliev Z.S., Marakov D.A. Uchet vliJajniya geologicheskix, tehniçeskix i tehnologicheskix faktorov, snizhajushhih proizvoditel'nost' gorizonta'nyh skvazhin na stadii proektirovanija razrabotki gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij. V sbornike: Neftegazovoe proizvodstvo - osnova nauchno-tehniçeskogo progressa i jekonomiçeskoj stabil'nosti. Materialy nauchno-praktiçeskoj konferencii, posvjashhennoj 35-letiju



Orenburgskogo filiala RGU nefiti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina. Pod obshej redakciej S.G. Gorshenina. 2020, c. 273-286.

4. Nikitin B.A., Basniev K.S., Geresh P.A., Aliev Z.S., Somov B.E., Gron V.G., Karagaev Zh.G. Opredelenie proizvoditel'nosti gorizontal'nyh gazovyh skvazhin i parametrov plasta po rezul'tatam gidrodinamicheskikh issledovanij na stacionarnyh rezhimah Moskva, 1999. Ser. Burenie gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin. 68 c.
5. Iskandarov A.S. Primenenie GTM nefjtjanyh i gzovyh mestorozhdenijah i ocenka ih jeeffektivnostijenigma. 2020. # 27-2, c. 97-102.
6. Bondarenko M.A. Progrmma vybora skvazhin dlja provedenija geologo-tehnicheskikh meroprijatij po intensivifikacii dobychi gasasvidetel'stvo o registracii programmy dlja JeVM RU 2017660256, 20.09.2017. Zajavka # 2017617209 ot 21.07.2017.

Publication history

Article received: 18.04.2022

Article accepted: 05.05.2022

Article published online: 18.05.2022



ON THE APPLICATION OF METHODS OF MATHEMATICAL STATISTICS TO THE DETERMINATION OF ESTIMATES OF OIL AND GAS PRODUCTION PARAMETERS

¹Gulbala Alasgarov, ²Sabuhi Narimanli, ³Iqbal Nasibli

^{1,2,3}ASOIU, ^{1,2,3}Faculty of "Oil and Gas Production", ¹PhD, ^{2,3}master's degree,

E-mail: ¹galasgarov@gmail.com, ²sebuhi.nerimanli.98@gmail.com, ³igbal.nasibli@yahoo.com

ABSTRACT

The article considers estimates of gas and oil production parameters, both point and interval. For interval estimates, confidence intervals with a given level of reliability are found using the example of one of the parameters of the oil production, the parameter of well formation permeability. Issues related to the assessment of gas and oil production parameters are considered, such as the assessment of reservoir parameters and the impact on the bottomhole zone of wells, as well as the issues of the sand formation in wells and the effectiveness of various measures to eliminate it. Based on the tables, data in the appendix of primary sources, numerical values of confidence intervals are given for various levels of case and their comparison. In this article maximum likelihood method is used, which is one method of mathematical statistics for determining estimates of unknown parameters.

In the oil and gas production system, quite often there are questions related to the assessment of all parameters, such as, for example, reservoir permeability, etc. Often it is also necessary to consider the results of the impact on the bottomhole zone of the well in order to determine the estimates of this impact to increase the well production rate and, ultimately, the oil recovery factors. It is of interest to determine the probability of sand formation in wells, which makes it possible to judge the effectiveness of various measures to eliminate it. When drilling wells, it also becomes necessary to assess the likelihood of various accidents that occur during well development, for example, accidents with drill string elements and bits, casing pipes and unsuccessful cementing. One method of mathematical statistics for determining estimates of unknown parameters is the maximum likelihood method.

The results of measurements of the permeability of these formations are random variables distributed with some probability distribution function depending on unknown parameters.

These random variables are the reservoir permeabilities randomly selected from the sample quantities, and the parameters on which they depend, are the parameters of the normal distribution.

Keywords: gas network; gas pipeline; permeability; oil and gas production; bottomhole zone; likelihood method; gas pipeline modeling; gas transmission networks; numerical methods; differential equations; computer simulation.



О ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЦЕНОК ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

¹Гюлбала Алескеров, ²Сабухи Нариманлы, ³Игбал Насибли

^{1,2,3} АГУНП, ^{1,2,3} Газонефтепромысловый факультет, ¹ доцент, ^{2,3} магистрант

Email: ¹galasgarov@gmail.com; ²sebuhi.nerimanli.98@gmail.com igbal.nasibli@yahoo.com

РЕЗЮМЕ

В статье рассмотрены оценки параметров добычи газа и нефти, как точечные, так и интервальные. Для интервальных оценок находят доверительные интервалы с заданным уровнем достоверности на примере одного из параметров добычи нефти - параметра проницаемости пласта скважины. Рассмотрены вопросы, связанные с оценкой параметров добычи газа и нефти, такие как оценка параметров пласта и влияние на призабойную зону скважин, а также вопросы образования песка в скважинах и эффективности различных мероприятий по устранению его. На основании таблиц, данных в приложении первоисточников приведены числовые значения доверительных интервалов для различных уровней случая и их сравнение. В данной статье используется метод максимального правдоподобия, который является одним из методов математической статистики для определения оценок неизвестных параметров.

Ключевые слова: газовая сеть; газопровод; проходимость; добыча нефти и газа; призабойная зона; вероятностный метод; моделирование газопровода; газотранспортные сети; численные методы; дифференциальные уравнения; компьютерное моделирование.

Введение: Рассматриваются вопросы, связанные с оценкой параметров газонефтедобычи, как, например, оценка параметров пластов и воздействия на призабойную зону скважин, а также вопросы θ пескообразования в скважинах и эффективность различных мероприятий для его устранения.

Цель работы: Для оценки параметров газонефтедобычи применяется метод математической статистики, известный в литературе как метод максимального правдоподобия. Необходимо с помощью метода правдоподобия найти оценки проницаемости выборки этих пластов многопластовой скважины, где $x_1, x_2 \dots x_n$ - результаты измерения случайно распределенных величин, $t_1, t_2 \dots t_n$, по нормальному закону распределения, а $\theta_1, \theta_2 \dots \theta_n$ - параметры, от которых зависят эти случайные величины. В качестве таких параметров используются величины μ и σ^2 - среднеквадратическая значения и дисперсия случайных величин выборки проницаемости пластов скважины.

Методы: В системе газонефтедобычи довольно часто встречаются вопросы, связанные с оценкой ее параметров, такие, как проницаемость пластов и т.д. Часто также необходимо учитывать результаты воздействия на призабойную зону скважины с целью определения оценок этого воздействия для увеличения дебита скважин и в конечном счете



коэффициентов нефтеотдачи [1]. Вызывает интерес определение оценки вероятности пескообразования в скважинах, что позволяет судить об эффективности различных мероприятий по его устранению. При бурении скважин также возникает необходимость оценки вероятности различных аварий, возникающих при разработке скважин, например, инциденты с элементами буровой колонны, долотами, обсадными трубами и неудачным цементированием. Одним из методов математической статистики для определения оценок неизвестных параметров является метод максимального правдоподобия. Этот метод заключается в следующем [1]:

Пусть имеются пласты некоторой многопластовой скважины. Результаты измерений проницаемости этих пластов являются случайными величинами, распределенными с некоторой функцией распределения вероятностей, зависящей от неизвестных параметров. [1,2] Этими случайными величинами являются случайно выбранные значения проницаемости пластов, а параметрами, от которых они зависят являются параметры нормального распределения.

Введем функцию: $P(t_1, t_2 \dots t_n / \Theta_1, \Theta_2 \dots \Theta_n)$. Здесь поскольку t_1, t_2, t_n случайные величины, распределенные по нормальному закону, в качестве этих параметров рассматриваются параметры нормального распределения μ и σ^2 , где μ -неизвестное среднее нормального распределения проницаемостей, а σ^2 -дисперсия. Как известно плотность распределения

$$P(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)$$

Здесь $x=(x_1, x_2 \dots x_k)$ -результаты наблюдения проницаемости пластов, а μ и σ , как и ранее, их среднее и дисперсия. Полагаем, что случайно распределенные величины $t_1, t_2 \dots t_k$ принимают значения $x_1, x_2 \dots x_k$ в виде

$P(x_1, x_2 \dots x_k / \Theta_1, \Theta_2 \dots \Theta_k)$. Эта функция называется функцией правдоподобия, а значения параметров $\Theta_1, \Theta_2 \dots \Theta_k$ для которых эта функция принимает максимальное значение, называются правдоподобными значениями соответствующих параметров. В нашем случае эта функция примет вид:

$$P(x_1, x_2 \dots x_n / \mu, \sigma^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (1)$$

Логарифм функции правдоподобия имеет вид:

$$L(\mu, \sigma^2) = -\frac{n}{2} \ln(2\pi) - \frac{n}{2} \ln(\sigma^2) - \frac{1}{2\sigma^2} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2 \quad (2)$$

Как известно [2] максимум этой функции [3] достигается при значениях оценок μ и σ^2 полученных из решения системы уравнений вида



$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial l}{\partial \mu} = \frac{1}{\sigma^2} \sum_{i=1}^n (\bar{x}_i - \mu) = 0 \\ \frac{\partial l}{\partial \sigma^2} = \frac{n}{(2\sigma^2)^2} \sum_{i=1}^n (\bar{x}_i - \mu)^2 = 0 \end{array} \right. \quad (3)$$

Здесь μ и σ , как и ранее, параметры нормального распределения, причем отметим тот факт, что поскольку рассматриваемое нормальное распределение есть распределение условно взятого числа проницаемостей пластов решением этой системы будут оценки истинных значений μ и σ , $(\hat{\mu}, \hat{\sigma})$ имеющие вид

$$\hat{\mu} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad \hat{\sigma}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 = S^2 \quad (4)$$

Оценки (4) являются смещенными оценками μ и σ^2 и несмещенной оценкой для σ^2 , умножив S^2 на $\frac{n}{n-1}$ получим

$$\widehat{\sigma^2} = \frac{n}{n-1} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 = S^2 \quad (5)$$

Введем событие A , заключающееся в том, что проницаемость случайно выбранного пласта из выборки объема n повторяется в ней x_i раз. Найдем оценку вероятности этого события. Параллельно с этим событием введем событие \bar{A} , составляющее вместе с событием A полную группу событий повторяющихся в выборке $n - x_i$ раз. Эта вероятность равна

$$W_n(x_i) = C_n^{x_i} p_i^{x_i} (1 - p_i)^{n-x_i} = \frac{n!}{x_i!(n-x_i)!} p_i^{x_i} (1 - p_i)^{n-x_i}$$

Такое распределение вероятностей называется биномиальным распределением вероятностей [3]

Пользуясь принципом максимального правдоподобия, функцию правдоподобия можно записать в виде

$$P(x_i/p_i) = W_n(x_i) = C_n^{x_i} p_i^{x_i} (1 - p_i)^{n-x_i}$$

Для логарифма функции распределения имеем:

$$L = \ln C_n^{x_i} + x_i \ln p_i + (n - x_i) \ln(1 - p_i),$$



Отсюда

$$\frac{\partial L}{\partial p_i} = \frac{x_i}{p_i} + \frac{n-x_i}{1-p_i} = 0$$

И решением этого уравнения будет $\hat{p}_i = \frac{x_i}{n}$ называемое эмпирической частотой вероятности события А и являющееся оценкой её вероятности.

Вышеприведенные оценки являются точечными оценками явлений газонефтедобычи и не отвечают на вопрос об их точности.

Пусть $T_1(x_1, x_2, \dots, x_n)$ и $T_2(x_1, x_2, \dots, x_n)$ - выборочные функции, зависящие от пронумерованных элементов выборки объема n . Предположим, что $T_1 > T_2$. Если T_1 и T_2 могут быть выбраны так, что выполняется условие $P(T_1 < \theta < T_2) = g$, где θ - некоторый параметр, то интервал $(T_1 < \theta < T_2)$ называется доверительным интервалом, а T_1 и T_2 соответственно его нижними и верхними границами. Вероятность g называется доверительной вероятностью или надёжностью того, что искомым параметром θ находится в интервале T_1 и T_2 . В качестве искомого параметра могут быть, например, следующие параметры: параметр μ - истинное значение среднего значения случайной величины проницаемости пластов "распределенного по нормальному закону, оценкой этой величины является среднее выборочное значение.

$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$ где $x_i - i$ - **И** элемент выборки объема n , например, проницаемость i -го пласта.

Известно что $M\bar{x} = \mu$, аналогично $M\sigma^2 = \frac{\sigma^2}{n}$

Плотность этого распределения имеет вид:

$$P(\bar{x}, \mu) = \left(\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \right)^n \frac{1}{\sigma^2} \frac{e^{-\frac{(\bar{x}-\mu)^2}{2 \frac{\sigma^2}{n}}}}{n}$$

Здесь T_1 и T_2 - нижние границы для доверительного интервала $(T_1 < \mu < T_2)$ оценка которого \bar{x} принадлежит доверительному интервалу:

$$P(c_1 < \bar{x} < c_2) = g = 1 - \alpha = 1 - \int_{-\infty}^{c_1} p(\bar{x}, \mu) dx - \int_{c_2}^{+\infty} p(\bar{x}, \mu) dx$$

Здесь $\alpha = 1 - g$ вероятность, заключающаяся в том, что оценка \bar{x} лежит вне доверительного интервала, в интервале $(-\infty, C_1)$ либо $(C_2, +\infty)$ и называется коэффициентом значимости.

В виду симметричности плотности вероятности $p(\bar{x}, \mu)$ определяемой в виде: $\int_{-\infty}^{c_1} p(\bar{x}, \mu) dx = \int_{-\infty}^c \frac{1}{\sqrt{2\pi}}$

$$e^{-\frac{1}{2} \frac{(x-\mu)^2}{\frac{\sigma^2}{n}}},$$

который после замены $\left(\frac{\bar{x}-\mu}{\frac{\sigma}{\sqrt{n}}}\right) = t$ сводится к интегралу

$$\int_{-\infty}^{\frac{C_1-\mu}{\frac{\sigma}{\sqrt{n}}}} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \frac{\alpha}{2}$$

В левой части этого выражения стоит известный интеграл нормального распределения согласно приложению [3] при $\frac{\alpha}{2} < 0.5 \frac{C_1-\mu}{\sigma} = g$, откуда

$$C_1 = \mu - g \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \text{ аналогично для } C_2 \text{ получим } C_2 = \mu + g \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

В силу вышесказанного имеем

$$\mu - g \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \bar{x} \leq \mu + g \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \text{ или } -g \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \bar{x} - \mu \leq g \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

И наконец $\bar{x} - g \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{x} + g \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$

Здесь $C_1 = \bar{x} - g \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$; $C_2 = \bar{x} + g \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$ нижняя и верхняя граница доверительного интервала, в котором находится искомый параметр μ , причем ширина этого интервала равна $g \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$.

Ниже дана таблица доверительных границ для параметра μ , при различных уровнях доверительной вероятности.

Таблица. Здесь под генеральной совокупностью понимается бесконечный вариационный ряд значений параметров газонефтедобычи, в котором объём используется для нахождения доверительного интервала для μ .



Доверительный интервал для среднего значение μ . Нормального распределения генеральной совокупности	Доверительный уровень надёжности g	Вероятность или уровень значимости
$\bar{x} \pm 1.645 \frac{\sigma^2}{\sqrt{n}}$	90%=0.9	0.10
$\bar{x} \pm 1.96 \frac{\sigma^2}{\sqrt{n}}$	95%=0.95	0.05
$\bar{x} \pm 2.576 \frac{\sigma^2}{\sqrt{n}}$	99%=0.99	0.01

Заключение: Из таблицы видно, что при известной выборке и дисперсии σ^2 интеграл полностью определяется объемом выборки причем его ширина обратно пропорциональна ей. Отсюда можно сделать вывод о том, что при большом объеме выборки ширина доверительного интервала становится малой, а значит точность оценки параметра μ возрастает. Вследствие этого при оценке параметров газонефтедобычи целесообразно брать выборку большого объема. Это актуально для многопластовых сверхглубоких скважин, число пластов которых весьма велико. В зависимости от доверительного уровня надёжности “g” ширина интервала, а значит и точность оценки так же существенно меняется, то есть максимальная точность параметра μ достигается при минимальном уровне надёжности. Вышерассмотренные оценки позволяют оценить параметры газонефтедобычи, существенно влияющие на ее объем при разработке скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Neft-qaz senayesinin riyazi statistikasının usulları, M.Ə.Huseynzade, E.V.Kalinina ve Doykina M.V.Moskva “Elm” 1979
2. Diferensial ve inteqral hesablama kursu Fichtengolg, M: Nauk” 1966
3. Ehtimal nezeriyyesinin kursu Gnedenko B.V.1954

Publication history

Article received: 20.04.2022

Article accepted: 02.05.2022

Article published online: 18.05.2022



IMPACTS OF COVID-19 ON TAX REVENUES AND CHANGES IN TAX POLICY IN AZERBAIJAN

Rashad Suleymanzade

Azerbaijan State University of Economics (UNEC), International Magistrate and Doctorate Centre (IMDC), master student, E-mail: r.suleymanzada@unec.edu.az

ABSTRACT

The state's tax collection capacity is falling due to the economic downturn, and the pandemic's negative financial repercussions are reflected in government revenues. Among the essential features that demonstrate the study's importance are measuring the influence of taxation on the state in both pandemics and similar global crises, examining the state's actions, and anticipating the post-pandemic condition. The study aims to investigate tax policy's activities during the pandemic, assess the efficiency of tax incentives using worldwide data, and identify the state's response in times of crisis. The effects of Covid-19 on tax revenue and changes in tax policy in Azerbaijan will be discussed in this article. Because it is written in an academic style, readers will quickly understand the essay. The jargon and terms used are mainly from economics.

The Covid-19 epidemic has significantly impacted human health, mobility, spending, trade, employment, production, and tax revenues. The loss in economic activity, on the one hand, and the tax reductions implemented to mitigate the consequences of the pandemic, as well as the elongation of the tax return and payment periods, resulted in considerable reductions in state tax collections. It is critical for Azerbaijan, where indirect taxes constitute the majority that the measures used to combat the epidemic are mostly spending-restrictive.

The scientific works of numerous local and foreign writers reflect examining the epidemic period of state tax policy in Azerbaijan. Examples include Kalbiyev YA, Garayev IA, Bulut C., Suleymanov E., Allahverdiyev D. I., Shamil A. F., Rasul S. F., Kocherbaeva AA, Koshoev Ch. M., Manushin D. V., Rasulev AF, Voronin SA, and others. This study aims to learn more about the effects of Covid-19 on tax revenues and policy changes in Azerbaijan. Concerns persist that the Covid-19 outbreak, which poses a public health hazard, would trigger a global economic crisis. Efforts to prevent the virus's spread through social distancing measures harm economic activity and revenues, reflecting tax revenues. On the one hand, the decrease in Azerbaijan's economic activities resulted in significant reductions in the state's tax revenues; on the other hand, the tax reductions implemented to mitigate the effects of the epidemic, as well as the extension of the tax return and payment periods, resulting in a temporary decrease in tax revenues.

The epidemic's economic costs can be reduced by temporarily suspending tax collections. Expansionary fiscal policy measures, which lessen the tax burden on businesses while also directly supporting the enterprises and persons most impacted by the epidemic, aid in maintaining investment levels and overcoming economic difficulties. Furthermore, the extension of tax returns and payment periods for individuals and enterprises badly affected by the epidemic gives additional liquidity and lowers company failures.

This article examines Covid-19 and its implications on tax receipts and changes in Azerbaijan's tax policy. In addition, the study examines specific vital procedures and policies to adopt to maximize Covid-19's favorable effects on tax collections and tax policy. The study's focus is on the state's tax policy in the case of a pandemic and the system of steps implemented to strengthen



financial security in this area. The dissertation's focus is on the design of budget expenditures related to the activities and maintenance of education, medicine, social safety, social security, youth, sports, and other socio-cultural organizations in state tax functions.

The study examined the tax policy enacted during the coronavirus epidemic using normative-legal actions, specialized literature, and directions. The ideology of the implemented tax policy, detailed systematic approach, structural-functional analysis, economic theory, social, economic, strategic, and financial management, management decision-making theory, and other content from the scientific-theoretical foundation of the study. Several themes were addressed, including morphological analysis and synthesis of tax policy, multi-criteria decision-making methodologies, and expert assessment. The data on the consequences of tax policy measures during the study in the local database is inadequate. Despite the strategic importance of tax policy in Azerbaijan during the coronavirus pandemic, professional perspectives and scientific studies based on analytical analysis are scarce. Each of the proposals and theoretical developments presented here will aid in analyzing tax revenues in Azerbaijan following Covid-19 and the implementation of specific measures to boost them. An examination of the influence of the Azerbaijani entity on tax revenues during the epidemic and changes in tax policy was conducted based on the study's key provisions, recommendations, and findings. It can be utilized to improve Azerbaijan's and the region's social development by assessing changes in tax policy. The ideology of the implemented tax policy, detailed systematic approach, structural-functional analysis, economic theory, social, economic, strategic, and financial management, management decision-making theory, and other content from the scientific-theoretical foundation of the study. Several themes were addressed, including morphological analysis and synthesis of tax policy, multi-criteria decision-making methodologies, and expert assessment.

Keywords: budget, anti-crisis, state, pandemic, tax.

Introduction: To meet their costs, governments rely on tax income. Almost every country has different tax applications for individuals and enterprises. While it is relatively easy for governments to increase tax collections during periods of economic boom, it is nearly impossible to do so during periods of economic contraction when economic fluctuations are adverse. Other financial resources, such as borrowing and printing money, can be employed to keep economies alive and satisfy government expenses during such times. Due to the actions implemented to combat the Covid-19 outbreak, which erupted in China at the end of 2019 and continues to spread globally, there has been a worldwide economic downturn.

The state's tax policies are also crucial in achieving its economic growth objectives. The term "tax" refers to the monetary value received by the state or public entities with taxing authority from individuals and institutions under legal control, according to specific laws, and without charge. The traditional role of taxes is to provide funding for the state's social goods and services production. Nonetheless, with the rise of Keynesian economics, functional finance has taken center stage in ensuring full employment and prosperity. According to this perspective, taxes have begun to be viewed as a tool of fiscal policy.

Objective: This study aims to learn more about the effects of Covid-19 on tax revenues and policy changes in Azerbaijan. Concerns persist that the Covid-19 outbreak, which poses a public health hazard, would trigger a global economic crisis. Efforts to prevent the virus's spread through social distancing measures hurt economic activities and revenues, reflecting tax revenues. On the



one hand, the decline in Azerbaijan's economic activities resulted in significant reductions in the state's tax income; on the other hand, the tax reductions implemented to mitigate the effects of the epidemic, as well as the extension of the tax return and payment periods, resulting in a temporary decrease in tax revenues.

The epidemic's economic costs can be reduced by temporarily suspending tax collections. Expansionary fiscal policy measures, which lessen the tax burden on businesses while also directly supporting the enterprises and persons most impacted by the epidemic, aid in maintaining investment levels and overcoming economic difficulties. Furthermore, the extension of tax returns and payment periods for individuals and enterprises badly affected by the epidemic gives additional liquidity and lowers company failures.

This article examines Covid-19 and its implications on tax receipts and changes in Azerbaijan's tax policy. In addition, the study examines specific vital procedures and policies to adopt to maximize Covid-19's favorable effects on tax collections and tax policy.

Methods: The investigation was carried out in several ways, the first of which is the most generally used analytical method. This strategy is intended to help researchers better comprehend how the coronavirus pandemic would affect tax policy. The research approach was chosen with the primary goals and objectives in mind. The theoretical and methodological underpinnings of the research were official speculative reports from the Ministry of Finance and the Republic of Azerbaijan's Statistics Committee, essays, books, and numerous electronic resources of essential economists. Simultaneously, the study employed table comparisons, statistics, systematic analysis, and other techniques.

An analytical method was used to study the influence of the coronavirus epidemic on tax policy. Furthermore, the comparative approach was used to compare the research and literature analyzed at the end. The reviewed literature related changes in the global tax system due to the coronavirus pandemic to our country's tax policy. Finally, mathematical economic methods, factor analysis methods, and relationship investigation were used to apply research methods and techniques used in economic analysis, financial analysis, statistics, forecasting, evaluation, and other economic sciences.

Tax policy is split into two sorts based on how it reacts to economic changes: discretionary and non-discretionary.

Discretionary tax policy, which is used to maintain stability during economic downturns, is dependent on government decisions to manipulate. A stabilizing policy is also known as a discretionary tax policy.

Non-discretionary tax policy is implemented through various regulatory systems rather than government choices.

They can be depicted schematically as in Figure 1:

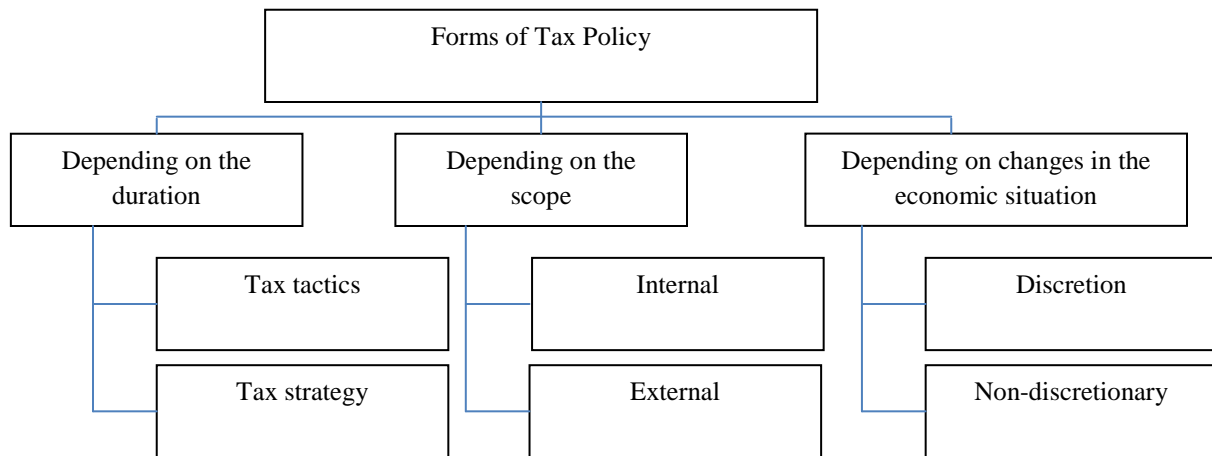


Figure 1. Forms of tax policy

The coronavirus outbreak has impacted the CIS and Azerbaijani economies both directly and indirectly. Anti-crisis measures have reduced the pandemic's detrimental impacts, and isolation has saved countless lives. The government has implemented general quarantine in nations other than Belarus. Border closures have disrupted trade and tourism, as well as seasonal activities. Economic activity in Azerbaijan declined by 4% in 2020 due to the government's anti-crisis policies, notwithstanding macroeconomic and financial stability [4].

Restrictive measures imposed in response to the epidemic have substantially influenced the job market and employment situation. According to the International Labor Organization, worldwide unemployment could affect 5.3 million to 24.7 million individuals. According to the Center for Macroeconomic Analysis and Short-Term Forecasting, 25 million people could lose their jobs.

According to the International Labor Organization, the coronavirus will increase the number of "working poor" individuals by 20.1-35.0 million people. According to the World Economic Forum, almost 4 billion people have been isolated from their homes due to the pandemic's social isolation. The global pandemic has impacted economic activity, causing financial difficulties for businesses and limiting their operations. According to the International Labor Organization, job losses have accelerated [1].

Although several countries have taken steps to retain employment, the situation in this sector has not been able to be stabilized globally [5]. From January to November 2021, the State Tax Service, part of the Ministry of Economics, transferred 7 billion 961.8 million manats in taxes to the state budget. The forecast was exceeded by 121 percent. Compared to the same period last year, tax receipts increased by 15.7 percent or roughly 1.1 billion manats [2].

Non-oil-gas revenues totaled 5 billion 870.1 million manats over that period, exceeding the expectation by 114.8 percent. The state budget received 756.1 million manats in addition to the estimates. Over the same period last year, tax receipts from this industry increased by 13.5 percent or 697.3 million manat.

The following tables show the macro-fiscal framework for 2022-2025 and the consolidated and preliminary state budgets for 2022. Revenues from the State Tax Service and non-oil collections appear to be the critical expectations of anti-crisis measures implemented in Azerbaijan during the

epidemic in tax revenues. Thus, these areas are predicted to provide 16.9% and 22% more cash to the state budget during the following three years, respectively.

Table 1: 2022-2025 Revenues of the state and consolidated budgets, sources of financing the state budget deficit (million manats).

Indicators		2022	2023	2024	2025
1	Consolidated budget revenues	26967,7	28175,8	28963,4	29606,5
1.1.	State budget revenues	26407	26539	26825	27127
1.1.1.	State Tax Service under the Ministry of Economy	9138	9611,1	10127,9	10681,4
1.1.1.1.	Oil revenues	1980	1990	1972	1951
1.1.1.2.	Non-oil revenues	7158	7621,1	8155,9	8730,4
1.1.1.2.1.	Additional income generated by social activities	308	314	318	322
1.1.2.	The State Customs Committee	4260	4306	4405	4487
1.1.3.	Transfer from the State Oil Fund	11860	11520	11180	10840
1.1.4.	Extra-budgetary revenues of budget organizations	810	810	820	825
1.1.5.	Other receipts	339	291,9	292,1	293,5
1.2.	Revenues of the budget of Nakhchivan AR	138	138,5	138,7	139
1.3.	Revenues of the State Social Protection Fund	2842,4	2759,7	2856,5	2956,7
1,4	Unemployment Insurance Fund revenues	163,6	128,7	127	131,4

Tax and social insurance revenues have increased as a result of the efforts made from January to November 2021 to improve turnover transparency and tax administration and the rate of recovery seen in many sectors of the economy.

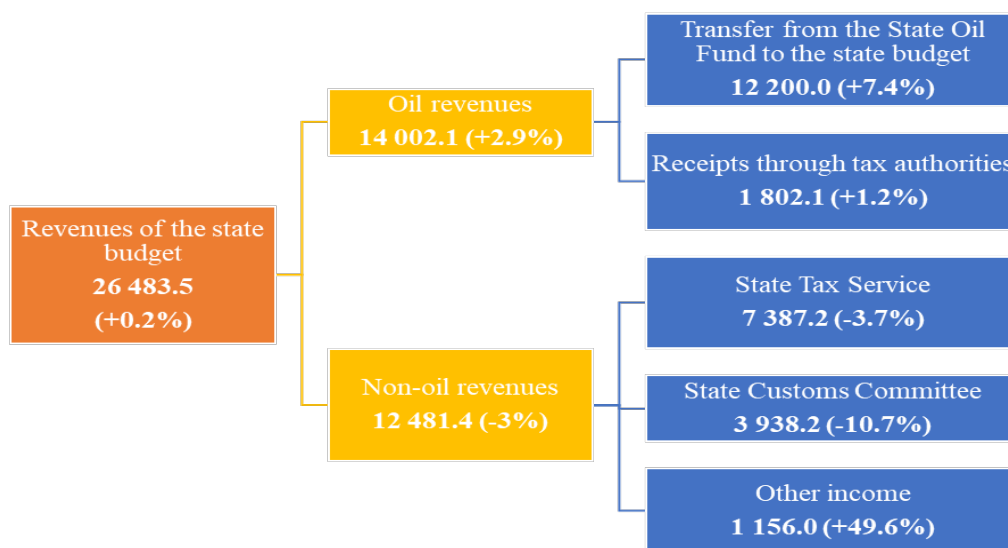


Figure 2. Revenues of the state budget for 2020, in a million manats

There has been an increase in the number of employees and employment contracts in the country's labor market as a result of creating incentives in the legislation to make labor relations between the insurer and the insured transparent, to conclude labor contracts, and to reflect the actual amount of wages in these contracts. The private sector accounted for the majority of the expansion.

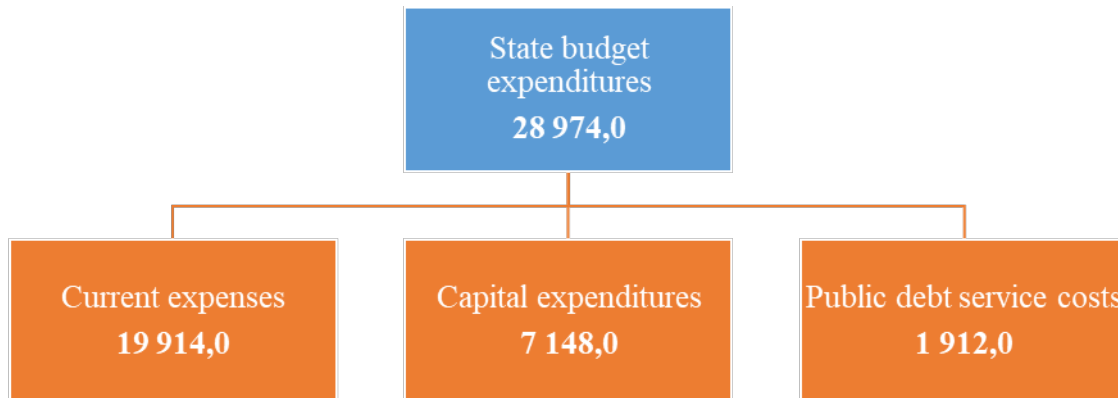


Figure 3. 2022 State budget expenditures, in a million manats.

As of December 1, 2021, there were 773,133 labor contracts finalized in the non-governmental sector of the non-oil economy, up 233,211 from the beginning of 2019, when the improvements to make labor relations more transparent began. The considerable growth in revenues from mandatory state social insurance and unemployment insurance premiums indicates the labor market's transparency process, and it demonstrates the fiscal efficiency of income tax exemptions [3].

Unfortunately, the documents announcing the budget revisions do not specify which industries will see their tax predictions reduced. The Chamber of Accounts' judgment on implementing the 2015 state budget revealed the tax revenue sectoral structure the last time it was released. According to this analysis, businesses that obtain tax incentives, such as those in pandemic-affected areas, generate 10-15 percent of tax revenues.

Conclusion: One of the most potent weapons of fiscal policy is taxes. Businesses can engage in various activities thanks to revenue sensitivity to the economic structure. Tax revenues are expected and desired to automatically stabilize the economy in the event of deflation and inflation. This position is mirrored in the fiscal literature regarding tax flexibility and tax sustainability, making it easier to deal with the economic downturn.

The level of development is proportionate to the national tax system and revenue. The tax system will be strengthened as the country develops, and the ratio of taxes to government expenditures will rise. At the same time, if we look at the income items of modern nations, we can see that a significant amount of them are tax revenues, which are markers of progress since as the economy's overall income grows, so does taxable capacity. Every country will witness decreased tax receipts due to Covid19 because of the pandemic's lower GDP.

The Covid-19 outbreak is characterized by a drop in tax receipts that coincides with GDP decline. Furthermore, all countries offered various financial incentives, subsidies, discounts, and



exceptions during the outbreak, even though the sizes varied. To put it another way, governments interfere with tax revenue. According to changes in government tax practices, the consequences of the tax force are expected to be reflected in the outcomes. However, rather than an increase in tax revenues, this reverse is projected to be positive in a drop in tax revenues.

The Covid-19 outbreak wreaked havoc on the global economy. This problem primarily affects small and medium-sized businesses. The majority of them struggle to pay taxes and basic expenses. As a result, the government decided to help small enterprises by lowering their rates:

- fully exempt from property and land taxes;
- 75 percent of profit (income) is discounted;
- withholding tax on real estate leased from individuals is reduced by 50 percent;
- simplified taxpayers receive a 50 percent tax discount;
- To ensure the population's health and necessities, imports of products on a list approved by the competent administrative authority are free from VAT.

Tax policy should be implemented successfully in the recovery phase following the Corona crisis, using best practices in tax administration and taking full advantage of existing scientific advancements in terms of digitization.

REFERENCES

1. Abbasov J., Gulaliyev E., Ahmadov F., Mammadov I., "Does The Covid19 Pandemic Change The Relationship Between Government Expenditures And Economic Growth In Azerbaijan?". *Economics & Sociology*, 2021, vol 3, №14, p.185-204.
2. Allahverdiyev D. I., "World economy and sustainable political-economic welfare of Azerbaijan". *Journal of Emerging Trends in Economics and Management Sciences*, 2020, vol.5, №11, p.138-143.
3. Guliyeva S., Gadimli N., Azizov Y., Hajiyev Z., Bayramov S., "Fiscal policy effectiveness and risks in the development of Azerbaijan's economy during economic shock". *Journal of Eastern European and Central Asian Research (JEECAR)*, 2021, vol. 2, №8, p.171-183.
4. Ibrahimov K., (2021). "Financial Sector In A Pandemic: New Challenges And Opportunities". *Economic and Social Development: Book of Proceedings*, p.551-556.
5. Leshenco Y.G., "Economiceskaya bezopasnost v sisteme zravothraneniya v period pandemii COVID-19": otvetnaya reaktsiya gosudarstv I finansovix organov", *Ekonomika, predprinimatelstva I pravo*, 2020, t. 6, №10, str.1857-1884.

AZƏRBAYCANDA COVID-19 VERGI GƏLİRLƏRİNƏ VƏ SIYASƏTİNƏ TƏSİRİ

Rəşad Süleymanzadə

ADİU , Beynəlxalq magistr və doktorant mərkəzi, magistr E-mail: r.suleymanzada@unec.edu.az

XÜLASƏ



İqtisadi tənəzzül nəticəsində dövlətin vergi toplama potensialı azalır və pandemiyanın mənfi iqtisadi təsirləri dövlət gəlirlərində özünü göstərir. İstər pandemiya, istərsə də oxşar qlobal böhranlar zamanı vergilərin dövlətə təsirinin ölçülməsi, dövlət tərəfindən atılan addımların təhlili və pandemiya sonrası vəziyyətin proqnozlaşdırılması tədqiqatın aktuallığını göstərən əsas amillərdəndir. Tədqiqatın məqsədi pandemiya dövründə vergi siyasətinin fəaliyyətini təhlil etmək, beynəlxalq təcrübədən istifadə etməklə vergi güzəştlərinin effektivliyini ölçmək və böhran dövründə dövlətin yanaşmasını müəyyən etməkdir. Yerli statistika, pandemiya zamanı hökumətin qərarları, yerli və xarici məqalələrdən istifadə edilib. Dissertasiya işinin obyektinə vergi funksiyaları sahəsində təhsil, tibb, sosial müdafiə və sosial təminat, gənclər, idman, habelə digər sosial-mədəni təşkilatların fəaliyyəti və təminatı ilə bağlı büdcə xərcləri sistemidir. Tədqiqat son məlumatların olmaması səbəbindən pandemiyanın Azərbaycanda təsirlərinin tam təhlilini təqdim etməyib. Buradakı təkliflərin hər biri Azərbaycanda pandemiya sonrası vergi daxilolmalarının təhlilinə və onların artırılması üçün konkret tədbirlərin görülməsinə kömək edəcək. Pandemiya dövründə vergi siyasətində baş verən dəyişiklikləri təhlil etməklə Azərbaycanın və regionların sosial inkişafının yaxşılaşdırılması üçün istifadə oluna bilər. Tədqiqatın məqsədi pandemiyanın Azərbaycanda vergi daxilolmalarına və vergi siyasətindəki dəyişikliklərə təsirləri haqqında məlumat verməkdir. İctimai sağlamlığı təhdid edən Covid-19 pandemiyasının qlobal iqtisadi böhrana səbəb olacağı ilə bağlı narahatlıqlar davam edir. Sosial uzaqlaşdırma tədbirləri ilə virusun yayılmasına nəzarət etmək səyləri iqtisadi fəaliyyətə və gəlirlərə mənfi təsir göstərir və nəticədə vergi gəlirlərini əks etdirir. Bir tərəfdən iqtisadi fəaliyyətin azalması dövlətin vergi daxilolmalarının xeyli azalmasına səbəb oldu. Digər tərəfdən epidemiyanın təsirlərini aradan qaldırmaq üçün tətbiq edilən vergi endirimi və ödəmə müddətlərinin uzadılması vergi daxilolmalarının müvəqqəti azalmasına səbəb olub.

Açar sözlər: büdcə, antiböhran, dövlət, pandemiya, vergi.

Publication history

Article received: 20.04.2022

Article accepted: 03.05.2022

Article published online: 18.05.2022



STUDY OF THE EFFECT OF CHEMICAL REAGENTS ON THE PREPARATION AND TRANSPORTATION OF HIGH-VISCOSITY OILS

¹Mehpara Adigozalova, ²Vali Nurullayev, ³Reyhan Nurmammadova

¹Azerbaijan State University of Oil and Industry, Department of Chemistry and Technology of Inorganic Substances, Ph.D., Associate Professor,

²“Management oil pipelines SOCAR”, department “Control Quality”, PhD.

³“Oil and Gas Research and Design Institute” Institute, SOCAR Collection and transportation oil and gas production, high scientific worker. Ph.D.

E-mail: ¹mehpareadigozelova@yahoo.com ; ²veliehet1973@mail.ru; ³nurmammadova71@mail.ru

ABSTRACT

A comprehensive approach to the demulsification and transportation of high-viscosity oil emulsions containing asphaltene, resin, paraffin and other natural emulsifiers is of great importance. The use of additives to increase the efficiency of high-freezing paraffin oil pipelines is one of the main proposals of some researchers. At the same time, it is important to collect oil from highly irrigated wells through in-field pipelines and strictly control the changes in the rheological parameters of these emulsions depending on the degree of irrigation during transportation. Rheological parameters of oils were determined on the basis of rotoviscosimetric study of oil samples taken from the oil preparation point or main pipelines. In these samples, the parameters characterizing the density and freezing point, the amount of water and mechanical mixtures were also determined. Based on the research, it was noted that the composition, rheological and physicochemical properties of commercial oils have a direct impact on the process of their transportation by pipeline. The parameters of the transportation process also change when the crude oil that has passed the preparatory stage of transportation contains a certain amount of resin-paraffin-asphaltene compounds. The amount of solid paraffins in oils has a greater impact on their structural and mechanical properties and viscosity. As the melting temperature of paraffins decreases, their solubility in oil also decreases, and solid paraffins do not form a true solution because they are not well soluble in oil. Along with paraffins, the presence of asphaltenes and resins in the oil also has a negative impact on the structural and mechanical properties of the oil. Asphaltenes form the basis of high-molecular components of oil. Although the structure of asphaltenes is close to that of resin, their molecular weight is 2-3 times higher than that of resin and is a dark solid amorphous substance. The main reason for the formation of structures in oils is the presence of paraffin, asphaltene and resins. The main reason for the formation of stable emulsions in the well product, additional hydraulic resistance during the transportation of oil through the pipeline are "black emulsifiers" - paraffin, asphaltene and resin compounds. Density, saturated vapor pressure, percentage of sulfur, paraffin, asphaltene and resins and freezing point values were determined, which are physical and chemical parameters of heavy oil sample taken from Muradkhanli field. These values are accordingly; 890 kg/m³; 120; 0,3 %; 7,2%; 0,72 %; 16 %; $v_{\text{ap}} 16^{\circ}\text{C}$. In the laboratory, the dependence of the sliding speed of the heavy oil sample on reagents at temperatures of -5, 2, 10 and 20^oC without reagent and on the concentrations of Alkan-318 reagent at 200, 300 and 400 g/t was studied with the help of Reotest-2 viscometer. It has been found that the effect increases with increasing reagent concentration. The effect of the reagent oil sample on the freezing temperature was studied and it was determined that the freezing temperature of the oil decreases to + 5^oC when the consumption rate



of Alkan-318 is 300 g/t. The process of demulsification of oil samples with water content of 22,30,40,50,60,70 and 80% was studied. Disolvan-4411 200,300,400,500 and 600 g/t concentrations were used as demulsifiers. It was found that as the degree of dehydration increases, the rate of dehydration of oil increases. The process was carried out at temperatures of 20, 40 and 60°C. the best effect was observed in a sample with a watering rate of 70. In this case, the amount of residual water was 1%.

Keywords: oil, high-viscosity oil, preparation, transportation, mechanical mixture, irrigation rate, rheological parameters.

YÜKSƏKÖZLÜKLÜ NEFTLƏRİN HAZIRLANMASI VƏ NƏQLİNƏ KİMYƏVİ REAGENTLƏRİN TƏSİRİNİN TƏDQIQI

¹Mehparə Adıgözəlova, ²Vəli Nurullayev, ³Reyhan Nurməmmədova

¹ADNSU, “Kimya və qeyri-üzvi maddələrin texnologiyası” kafedrası. k.e.n, dosent.

²SOCAR Neft Kəmərləri İdarəsi, “Keyfiyyətə Nəzarət Şöbə”, böyük mühəndisi. t.e.n.

³“Neftqazəlmütədqiqatlayihələndirmə” İnstitutu, “Neft və qazın yığılması, hazırlanması və nəqli” laboratoriyası, böyük elmi işçi t.ü.f.d.

E-mail: ¹mehpareadigozelova@yahoo.com; ²Veliehet1973@mail.ru; ³nurmammadova71@mail.ru

XÜLASƏ

Tərkibində asfalten, qatran, parafin və digər təbii emulqatorlar olan yüksək özlülüklü neft emulsiyalarının deemulsasiyasına və nəql edilməsinə kompleks yanaşma böyük əhəmiyyət daşıyır. Yüksək donma temperaturu parafinli neftlərin boru kəmərləri ilə nəql olunmasının səmərəliyinin artırılması üçün aşqarlardan istifadə olunması üstünlük təşkil edən təkliflərdəndir. Bununla yanaşı çox sulaşmış quyulardan hasil edilən neftlərin mədəndaxili boru kəmərləri ilə toplanması və nəqli zamanı bu emulsiyaların sulaşma dərəcəsindən asılı olaraq onların reoloji parametrlərinin dəyişməsinə ciddi nəzarət olunması da vacib məsələlərdəndir. Aparılmış tədqiqatlar əsasında əmtəə neftlərinin tərkibinin, reoloji və fiziki-kimyəvi xassələrinin onların boru kəməri ilə nəql prosesinə birbaşa təsir göstərdiyi qeyd edilmişdir. Nəqlə hazırlıq mərhələsini keçmiş əmtəə neftlərinin tərkibində müəyyən miqdarda qatran-parafin-asfalten birləşmələri olan zaman nəql prosesinin parametrləri də dəyişir. Neftlərin tərkibindəki bərk parafinlərin miqdarı onların struktur-mexaniki xassələri və özlülüyünə daha çox təsir göstərir. Parafinlərin ərimə temperaturunun azalması ilə onların neftdə həllolma qabiliyyəti də azalır və bərk parafinlər neftdə yaxşı həll olmadığı üçün həqiqi məhlul əmələ gətirmir. Neftin tərkibində parafinlərlə yanaşı, asfalten və qətranların olması da neftin struktur-mexaniki xassəsinə mənfi təsir edir. Asfaltenlər neftin yüksək molekullu komponentlərinin əsasını təşkil edir. Neftlərdə struktur əmələgəlmənin əsas səbəbi parafin, asfalten və qətranların olmasıdır. Quyu məhsulunda dayanıqlı emulsiyaların, neftin boru kəməri ilə nəqli zamanı əlavə hidravlik müqavimətin yaranmasının əsas səbəbi “qara emulqatorlar” – parafin, asfalten və qətran birləşmələridir. Muradxanlı yatağından götürülmüş ağır neft nümunəsinin fiziki-kimyəvi parametrləri – sıxlıq, doymuş buxar təzyiqi, kükürd, parafin, asfalten və qətranların faiz miqdarı və donma temperaturunun qiyməti müəyyən edilmişdir. Məlum olmuşdur ki, reagentin qatılığı artdıqca təsir effekti yüksəlir. Reagentin neft nümunəsinin



donma temperaturuna təsiri öyrənilmiş və müəyyən edilmişdir ki, “Alkan-318”-in sərf norması 300q/t olduğu halda neftin donma temperaturu $+5^{\circ}\text{C}$ -yə kimi azalır. Sulaşma dərəcəsi 22,30,40,50,60,70 və 80% olan neft nümunəsinin deemulsasiya prosesi tədqiq edilmişdir.

Açar sözlər: neft, yüksəközlü neft, hazırlanma, nəql, mexaniki qarışıq, sulaşma dərəcəsi, reoloji parametrlər.

Giriş: Hazırda xaricdə və ölkəmizdə hasil olunan neftlər əsasən yüksək özlülüklü neftlərdir. Neftlərin yüksək temperaturda donmasının əsas səbəbi onların tərkibində parafin və digər ağır komponentlərin miqdarının çox olmasıdır. Ətraf mühitin temperaturunun azalmasından asılı olaraq boru kəmərinə hidravlik müqavimət artdığı üçün adi şəraitdə bu neftlərin nəqli qeyri-rasional hesab olunur. Bu cür neftlərin nəqlinin yaxşılaşdırılması məqsədilə hidravlik müqavimətin azaldılması ilə yanaşı, müxtəlif üsullar da təklif edilmişdir [1-7]. Tərkibində asfalten, qatran, parafin və digər təbii emulqatorlar olan yüksək özlülüklü neft emulsiyalarının deemulsasiyasına və nəql edilməsinə kompleks yanaşma böyük əhəmiyyət daşıyır. Yüksək donma temperaturu parafinli neftlərin boru kəmərləri ilə nəql olunmasının səmərəliliyinin artırılması üçün aşqarlardan istifadə olunması bəzi tədqiqatçıların bir sıra təklifləri arasında üstünlük təşkil edənəndir [1, 8]. Bununla yanaşı, çox sulaşmış quyulardan hasil edilən neftlərin mədəndaxili boru kəmərləri ilə toplanması və nəqli zamanı bu emulsiyaların sulaşma dərəcəsiəndən asılı olaraq onların reoloji parametrlərinin dəyişməsinə ciddi nəzarət olunması da vacib məsələlərdəndir [3, 6, 9,10]. Bir sıra tədqiqatçılar kompozisiyalı reagentlərdən istifadə olunaraq yüksək özlülüklü, parafinli neftlərin hazırlanması və nəqlinin səmərəliliyini yüksəltmək üçün məqsəduyğun sayırlar. Belə ki, kompozisiyanı təşkil edən komponentlərdən biri özünü səthi aktiv maddə kimi apararaq neftdən suyun ayrılmasına köməklik edərsə, digəri isə aşağı temperaturda parafin-qətranlı neftlərdə struktur əmələgəlmənin qarşısını alır [1,2,10-12, 13]. Asfaltenlərin struktur quruluşu qətrana yaxın olsa da, onların molekulyar kütləsi qətran ilə müqayisədə 2-3 dəfə çoxdur və tünd rəngli bərk amorf maddədir. Neftlərdə struktur əmələgəlmənin əsas səbəbi parafin, asfalten və qətranların olmasıdır. Quyu məhsulunda dayanıqlı emulsiyaların, neftin boru kəməri ilə nəqli zamanı əlavə hidravlik müqavimətin yaranmasının əsas səbəbi “qara emulqatorlar” - parafin, asfalten və qətran birləşmələridir. Yuxarıda sadalananları nəzərə alaraq yüksək özlülüklü neftlərin hazırlanması və boru kəməri ilə nəqli zamanı onların reofiziki xüsusiyyətlərində yaranan əsas problemləri həll etmək üçün aşağıda aparılmış tədqiqatların nəticələri verilmişdir [14]. Neftqazçıxarmada neftlərin mədənlərdə nəqlə hazırlanmasının çox mühüm texnoloji proseslərdən biri olduğu və eyni zamanda xüsusi əhəmiyyət kəsb etdiyi məlumdur. Ona görə də bu proseslərin səmərəliliyinin artırılması aktual məsələ olaraq qalmaqdadır. Bu məsələlərin həll olunması ilə həm drenaj suları ilə axıdılma hesabına yaranan karbohidrogen itkilərini azaldılmasını, həm də ətraf mühitin ekoloji halının korlanmasının qarşısının alınmasını, eyni zamanda neftqazçıxarma müəssisələrinə əlavə gəlirin gəlməsini təmin etmək mümkündür. Bu baxımdan, daha problemli olan anomal neftlərin nəqlə hazırlanması prosesinin səmərəliliyinin artırılması məqsədilə elmi əsaslı tədbirlərin həyata keçirilməsi və üsulların işlənməsi böyük praktiki əhəmiyyət kəsb edir.

Azərbaycan neftlərinin əksəriyyəti neft emulsiyalarından ibarətdir və bir çox hallarda kifayət qədər dayanıqlı olan bu emulsiyalar çətin parçalandığı üçün onların deemulsasiyası kompleks üsullarla aparılır [1,15,16-19]. Əksər hallarda termokimyəvi üsuldan istifadə edərək çətin parçalanan anomal neft emulsiyalarının susuzlaşdırılması təmin olunur [1,17]. Bir qayda olaraq bu üsul istilik amili ilə yanaşı müxtəlif reagent-deemulqatorlardan istifadə olunmaqla tətbiq edilir. Ümumiyyətlə, deemulsasiya prosesi zamanı minimum deemulqator sərf etməklə maksimum



susuzlaşdırılmış neftin alınması təmin edilməlidir. Sadalanan proseslər yanacaqdan səmərəli istifadə edilməsi, qurğu və avadanlıqların saz saxlanması şərtləri daxilində aparılmalıdır. Emulsiyaları çox da yüksək olmayan temperaturlarda qızdırmaqla deemulsasiya prosesi aparılmalıdır. Çünki, temperaturun yüksəlməsilə həm yanacağın sərfi artacaq, həm də qızdırıcı qurğuların (sobaların) buraxma qabiliyyəti azalacaq, eyni zamanda qiymətli olan yüngül karbohidrogen fraksiyalarının itkisi də yüksələcək

Məqsəd: Kimyəvi reagentlərin tətbiqi ilə Muradxanlı neftin nəqlə hazırlanması və nəqlində səmərəliliyin artırılması.

Metodlar: Aparılmış laboratoriya tədqiqatları “Reotest-2” viskozimetrində müxtəlif temperaturlarda həyata keçirilmişdir. Anomal neftlərdə struktur əmələgəlmənin qarşısını almaq və reoloji xassələri tənzimləmək məqsədilə depressator kimi yerli xammallar əsasında alınan “Alkan - 318” deemulqatorundan istifadə edilmişdir. Yüksək özlülüklü neft kimi “Muradxanlı” neftindən istifadə olunaraq onun reoloji xassələrini tədqiq etmək məqsədilə sınaqlar aparılmışdır. Muradxanlı yatağından götürülmüş neft nümunəsinin sıxlıq, doymuş buxar təzyiqi, kükürd, parafin, asfalten və qətranların miqdarı və donma temperaturu kimi keyfiyyət göstəricilərini əks etdirən parametrlərin təyin olunmuş qiymətləri müvafiq olaraq 890 kq/m^3 ; 120; 0,3 %; 7,2%; 0,72 %; 16 % və 16°C təşkil etmişdir. Hazırda mədənlərdə deemulqator kimi “Disolvan-4411” reagentindən istifadə edərək neft emulsiyalarının susuzlaşdırılması prosesi həyata keçirilir. Bunun üçün müxtəlif sulaşma dərəcəli neftlər reagentin verilən səflərində dozalaşdırıldıqdan sonra, yoxlama nümunələri götürülmüşdür. Tədqiqatlar aparılan zaman temperatur 20, 40, 60 $^\circ\text{C}$ olmaqla eyni saxlanılmışdır. “Butulka testi” üsulu ilə zamandan asılı olaraq dayanıqlı su-neft sistemindən ayrılan suyun miqdarına görə neft emulsiyalarının deemulqator vasitəsilə deemulsasiyasının səmərəliliyi qiymətləndirilmişdir. Dina-Stark üsulu ilə xam neftdə olan suyun miqdarı təyin olunmuşdur. Xüsusi ölçülü ayırıcı şüşə qıfından istifadə edərək parçalanma zamanı ayrılan suyun miqdarını dəqiq təyin mümkündür. Tədqiq edilən emulsiyalar termokimyəvi işləndikdən sonra çökdürməyə qoyulmuşdur. Müəyyən zaman intervalından sonra suyun neftdən ayrılması – çökməsinin dinamikasına nəzarət edilmişdir. Neftdə qalan suyun miqdarı (%-lə) aşağıdakı ifadə ilə hesablanmışdır.

$$W = \frac{V}{V_0} \cdot 100$$

20 və 40 $^\circ\text{C}$ temperaturlarda neft emulsiyalarının reagent vasitəsilə susuzlaşdırma prosesinin səmərəliliyi çox aşağı olduğu üçün yalnız 60 $^\circ\text{C}$ temperaturda aparılan deemulsasiyasının nəticələri təhlil edilmişdir.

Cədvəl 1-də neft nümunəsinin -5, 0, 10 və 20 $^\circ\text{C}$ temperaturlarda reagentsiz və reagent ilə aparılmış reoloji tədqiqinin nəticələri öz əksini tapmışdır. Laboratoriya sınaqları “Alkan -318” reagentinin sərfinin 200; 300 və 400 q/t qatılıqlarında aparılmışdır. Neftin reoloji xassələrinə reagentin təsirini təhlil etməklə reagentin əlavə olunması ilə onun qatılığı və sürət qradiyentindən asılı olaraq müxtəlif şəkildə reoloji parametrlərin dəyişməsinə təsiri müəyyən olunur. Belə ki, -5 $^\circ\text{C}$ temperatur, 300 q/t qatılıqlı reagent sərfində bütün sürət qradiyentlərində neftin reoloji xüsusiyyətlərinə təsiri daha qənaətbəxş olduğu müəyyən olunmuşdur. Belə ki, -5 $^\circ\text{C}$ temperatur, 300 q/t qatılıqlı reagent sərfində bütün sürət qradiyentlərində neftin reoloji xüsusiyyətlərinə təsiri



daha qənaətbəxş olduğu müəyyən olunmuşdur. Yüksək parafinli neftləri qızdıran zaman tərkibində olan yüksəkmolekullu birləşmələrin, o cümlədən parafinin struktur quruluşunun pozulması ilə sistemin xüsusiyyətlərinin dəyişməsi və temperaturun azalması ilə parafinin struktur “qəfəsi”-nin yenidən bərpa olması məlumdur.

Cədvəl 1 “Muradxanlı” əmtəə neftinin reagentsiz və reagent ilə reoloji tədqiqatlarının nəticələri

η , 1/s	Sınaq temperaturu, °C							
	-5		0		10		20	
	τ , Pa	μ , Pa·s	τ , Pa	μ , Pa·s	τ , Pa	μ , Pa·s	τ , Pa	μ , Pa·s
Reagentsiz								
0,33	463,65	1391,08	219,18	664,18	-	-	-	-
0,6	606,96	1011,6	219,18	365,30	-	-	-	-
1,0	632,25	632,25	227,61	227,61	53,73	53,73	2,98	2,98
1,8	700,85	444,91	250,34	139,96	59,7	33,16	4,77	2,65
3,0	800,0	266,67	270,57	91,83	59,7	19,90	4,77	1,59
5,4	840,4	155,63	320,35	59,03	59,7	11,05	7,76	1,43
9,0	950,0	105,55	360,78	40,05	62,68	6,96	11,94	1,32
16,2	1100,0	67,90	387,78	23,93	62,68	3,86	11,94	0,73
27,0	1184,2	43,85	413,07	15,29	64,47	2,38	14,92	0,55
48,6	1290,0	26,54	531,09	10,92	71,64	1,47	23,88	0,49
81,0	1451,6	17,92	632,25	7,80	95,52	1,17	34,62	0,42
145,8	1528,0	10,48	826,14	5,66	137,31	0,94	50,74	0,34
243,0	-	-	-	-	179,1	0,73	89,55	0,36
437,4	-	-	-	-	274,62	0,62	149,25	0,34
Reagentlə (200 q/t)								
0,33	396,21	1188,74	210,75	632,31	-	-	-	-
0,6	396,21	660,35	219,18	365,30	-	-	-	-
1,0	429,93	429,30	227,61	227,61	14,92	14,92	1,79	1,79
1,8	547,95	304,41	300,02	166,66	23,88	13,26	2,98	1,65
3,0	650,16	216,72	328,77	109,59	23,88	7,96	2,98	0,99
5,4	840,4	155,63	379,35	70,25	23,88	4,42	5,97	1,10
9,0	950,4	105,50	390,08	43,08	29,85	3,31	5,97	0,66
16,2	1100,0	67,90	387,78	23,93	38,80	2,39	11,94	0,73
27,0	1150,2	42,60	413,07	15,29	47,46	1,76	11,94	0,44
48,6	1222,4	25,15	531,09	10,92	59,7	1,22	22,68	0,46
81,0	1451,6	17,92	632,25	7,80	77,61	0,95	35,82	0,44
145,8	1528,0	10,48	826,14	5,66	119,4	0,81	50,74	0,34
243,0	-	-	-	-	173,13	0,71	89,55	0,36
437,4	-	-	-	-	268,65	0,61	137,31	0,31
Reagentlə (300 q/t)								
0,33	337,2	1011,70	118,02	354,09	-	-	-	-
0,6	354,06	590,10	134,88	224,80	-	-	-	-
1,0	404,64	404,64	143,31	143,31	13,73	13,73	1,79	1,79
1,8	421,50	234,16	151,74	84,30	23,88	13,26	1,79	0,99
3,0	500,23	166,71	165,2	55,07	23,88	7,96	1,79	0,59
5,4	601,25	111,33	202,32	37,46	23,88	4,42	2,98	0,55
9,0	650,69	72,29	261,33	29,03	32,83	3,64	11,34	0,26
16,2	730,40	45,09	362,49	22,37	41,79	2,58	11,34	0,70
27,0	790,60	29,28	404,64	14,98	47,76	1,76	11,34	0,42



48,6	900,60	18,53	518,44	10,66	59,70	1,22	11,94	0,24
81,0	1069,6	13,20	615,39	7,59	77,61	0,95	23,88	0,29
145,8	1298,8	8,90	809,28	5,55	113,43	0,77	35,82	0,24
243,0	-	-	-	-	149,25	0,61	47,76	0,19
437,4	-	-	-	-	220,89	0,50	83,58	0,19
Reagentlə (400 q/t)								
0,33	227,61	682,89	168,6	505,85	-	-	-	-
0,6	295,05	491,75	177,03	295,05	-	-	-	-
1,0	311,91	311,91	193,89	193,89	23,88	23,88	1,79	1,79
1,8	370,92	206,06	202,32	112,40	41,79	23,21	2,98	1,65
3,0	379,35	126,45	210,75	70,25	44,77	14,92	4,17	1,39
5,4	475,25	88,01	244,47	45,27	53,73	9,95	7,16	1,32
9,0	550,23	61,14	265,54	29,50	62,68	6,96	11,33	1,26
16,2	691,26	42,67	341,42	21,07	62,68	3,86	17,91	1,10
27,0	900,01	33,33	404,64	14,98	64,47	2,38	17,91	0,66
48,6	1220,0	25,10	547,95	11,27	83,58	1,72	23,88	0,49
81,0	1680,8	20,75	792,42	9,78	89,55	1,10	39,99	0,49
145,8	1910,0	13,10	927,28	6,36	143,28	0,98	53,73	0,36
243,0	-	-	-	-	202,98	0,83	89,55	0,36
437,4	-	-	-	-	322,38	0,73	161,19	0,36

Yüksək parafinli neftlərə az miqdar reagentlər ilə təsir etdikdə struktur “qəfəsin” bərpa olunmasının qarşısı alınır. Yüksək özlüklü neftlərin hazırlanması və nəqlində kimyəvi reagentlərdən istifadə etməklə enerji vəsaitlərinə qənaət etmək mümkündür. Hazırda Respublikada “Alkan-318” deemulqatorundan istifadə edərək neftin susuzlaşdırılmasının aparılması qənaətbəxş hesab olunduğundan bu deemulqatorunun neftlərinin hazırlanması və nəqli prosesi üçün kompleks təsirə malik olduğu qəbul edilmişdir. Reoloji mürəkkəb neftlərin struktur-mexaniki xassələrini tənzimləyən “Alkan-318” reagent-deemulqatoru neftin keyfiyyətli hazırlanmasını və nəqlinin yaxşılaşdırılmasını təmin edir. Neft emulsiyaları mürəkkəb heterogen və polidispers sistemlərinin tipik nümunəsi olaraq onlara məxsus əsas fiziki-kimyəvi xassələrdən xüsusilə özlülüklə yanaşı sulaşma dərəcəsi ilə daha çox xarakterizə olunması son illər aparılan tədqiqatlardan məlum olmuşdur [38, 39, 40]. Məsələn, son işlənmə mərhələsində, ilkin sulaşması 22 % olan “Muradxanlı” yatağının yığım çənindən götürülmüş yüksək özlülüklü qarışıq neft əsasında 30, 40, 50, 60, 70 və 80 % sulaşma dərəcələrinə malik olan süni olaraq yaradılmış emulsiyaların 20, 40 °C temperaturlarda “Reotest-2” viskozimetrində reoloji sınaqları aparılaraq sulaşmanın 22-80 % aralığında sistemin özlülüyünün artması müşahidə olunur və 80 % sulaşma dərəcəsi neftin su ilə doyma həddi hesab oluna bilər. Belə ki, sürüşmə gərginliyinin sürət qradientindən asılı olaraq kəskin azalmağa başlaması bu sulaşma dərəcəsi üçün etibarən müşahidə olunur. Yuxarıda verilən 22, 30, 40, 50, 60, 70 və 80 % sulaşma dərəcələrində neftlərin deemulsasiyası-susuzlaşdırılmasına baxılmışdır [39, 40, 52].

Aşağıdakı şəraitlərdə verilən emulsiyaların susuzlaşdırılması prosesi tədqiq edilmişdir:

- deemulqatorun sərfi, q/t – 200, 300, 400, 500, 600
- təzyiq, kq/sm² – 1
- temperatur, °C – 20, 40, 60
- deemulsasiya vaxtı (təcrübələrin müddəti), dəq – 60-240

Susuzlaşdırma dərəcəsinin deemulqatorun sərfindən asılılığını əks etdirən qrafiklər müxtəlif sulaşma dərəcələrinə malik olan neftlərin reagentlə deemulsasiya prosesinin tədqiqinin



nəticələrinə əsasən qurulmuşdur. Sulaşma dərəcəsi artdıqca neftlərin susuzlaşdırma dərəcəsi yüksəlir. Təhlillərin nəticəsi olaraq ilkin sulaşması 22 % olan neftlərin hətta reagentin sərfinin 600 q/t -maksimal qiymətində də belə susuzlaşdırma dərəcəsinin kondisiya həddindən çox aşağı olub 93 % təşkil etdiyini demək mümkündür. Anoloji nəticələr neftlərin sulaşmasının 30, 40, 50 % hallarında da müşahidə olunmuşdur. Reagent sərfinin əsas səbəbi verilən sulaşma dərəcəli neftlərin susuzlaşdırılması onların keyfiyyətli hazırlanmasına qoyulan tələbə-qalıq suyun 1 %-dən çox olmaması şərtinə cavab verməməsidir. Reagent sərfi isə iqtisadi baxımdan məqsədəuyğun hesab olunmur. 70% sulaşma dərəcəli neftlərdə susuzlaşdırılma dərəcəsinin 99 %-dən çox olmasının reagentin sərfinin 600 q/t qiymətində müşahidə edilmişdir, və bu, neftlər üçün qalıq suyun miqdarına qoyulan tələbə cavab verir. Tədqiq edilən “Muradxanlı” neftində suyun miqdarı təxminən 80 % olduğu üçün, reagentin sərfi təqribən iki dəfəyədək azalaraq 300-350 q/t təşkil edir. Bu emulsiyalardan susuzlaşdırılma prosesinin sürətləndiyini göstərir. Deemulsasiya prosesinin səmərəliliyi neftin tərkibindəki su fazasının miqdarı və onun disperslik dərəcəsindən çox asılı olmasını neft emulsiyalarının dayanıqlığının onların parçalanmasını təmin edən reagent-deemulqatorun sərfinin xarakteristikasından və sulaşma dərəcəsindən asılılığının təhlili göstərir. Reagent-deemulqatorun tətbiq olunması ilə aparılmış deemulsasiya prosesi deemulqator tərəfindən parafin, qatran, asfalten-təbii stabilizatorların parçalanması və onların neft-su sərhəddində adsorbsiyası ilə bağlı olduğu üçün suyun miqdarının 80 %-ə qədər artması reagentin sərfinə güclü təsir edərək onu, demək olar ki, iki dəfəyədək azaldır. Beləliklə, aparılmış tədqiqat işlərinin ümumi nəticələrinə əsasən deemulsasiya olunan neftlərdə suyun miqdarının artması ilə reagent-deemulqatorun sərfinin azalmasını demək mümkündür. Odur ki, reoloji mürəkkəb neftlərin susuzlaşdırılma prosesinin səmərəliliyini azaltmadan hazırlanan neftin sulaşmasını doyma həddinə yaxınlaşdırmaqla tətbiq olunan deemulqatorun sərfini bir neçə dəfə azaltmaq mümkündür.

Nəticə: Muradxanlı yatağından götürülmüş ağır neft nümunəsinin fiziki-kimyəvi parametrləri olan sıxlıq, doymuş buxar təzyiqi, kükürd, parafin, asfalten və qatranların faiz miqdarı və donma temperaturunun qiyməti müəyyən edilmişdir. Bu qiymətlər uyğun olaraq 890 kq/m^3 ; 120; 0,3 %; 7,2%; 0,72 %; 16 %; və 16°C təşkil etmişdir. Laboratoriya şəraitində “Reotest-2” viskozimetrinin köməyiylə ağır neft nümunəsini $-5,2,10$ və 20°C temperaturlarında reagentsiz və “Alkan-318” reagentinin 200,300 və 400 q/t qatılıqlarında sürüşmə sürətinin sürət qradientindən asılılığı tədqiq edilmişdir. Məlum olmuşdur ki, reagentin qatılığı artdıqca təsir effekti yüksəlir. Reagentin neft nümunəsinin donma temperaturuna təsiri öyrənilmiş və müəyyən edilmişdir ki, “Alkan-318” –in sərf norması 300q/t olduğu halda, neftin donma temperaturu $+5^{\circ}\text{C}$ -yə kimi azalır. Sulaşma dərəcəsi 22, 30, 40, 50, 60, 70 və 80% olan neft nümunəsinin deemulsasiya prosesi tədqiq edilmişdir. Deemulqator kimi “Disolvan-4411”-in 200, 300, 400, 500 və 600 q/t qatılıqlarından istifadə olunmuşdur. Məlum olmuşdur ki, sulaşma dərəcəsi artdıqca neftin susuzlaşdırma dərəcəsi yüksəlir. Proses 20, 40 və 60°C temperaturlarda aparılmışdır. Ən yaxşı effekt sulaşma dərəcəsi 70 olan nümunədə müşahidə edilmişdir. Bu zaman qalıq suyun miqdarı 1% olmuşdur.

ƏDƏBİYYAT

1. Aliev R.A., Belousov B.D., Nemudrov A.G. i dr. Truboprovodnyi transport nefti i gaza. / Uchebnik dlia VUZov, M.: Nedra, 1988, 368 s.



2. Akhmetov R.A., Bleikher E.M. Truboprovodnyi transport vysokoviazkikh neftei s zhidkimi uglevodorodnymi razbaviteliymi. // Sb. Transport i khranenie nefti i nefteproduktov. M: TNTO, 1970, 52 s.
3. Ismaiyllov G.G., Safarov N.M., Gasanov K.H.I. O perspektivakh i tcelesoobraznosti primeneniia tekhnologii gidrotransporta v Azerbaidzhane / Materialy mezhdunarodnogo tekhnicheskogo simpoziuma «Truboprovodnyi transport». Moskva, 2011, 22 apreliya, 2011, s. 19-24
4. Metodicheskoe rukovodstvo po sostavleniiu reglamenta tekhnologicheskogo rezhima ekspluatatsii nefteprovoda. RD 39-30-598-81 / Cost.: Mansurov F.G., Golubev B.N., KHabibullin R.S., Saitgareev R.N. Ufa, 1981, 39 s
5. Mirzadzhanzade A.KH., Galiyamov A.K., Moron V.I. i dr. Gidrodinamika truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov. M.: Nedra, 1984, 287s.
6. Salavatov T.Sh. O vozmozhnosti primeneniia termoobrabotki kak sposoba regulirovaniia svoistv neniutonovskikh neftei // Azerbaidzhanskoe Neftianoe KHoziastvo , 2001, № 8, s.31-34
7. Suleimanov A.B., Mamedov K.H.M., Mamedov G.Z., Gumbatov G.G. Nekotorye voprosy obezvozhivaniia neftei mestorozhdeniia «Sangachal-more» i «Duvannyi-more» // Azerbaidzhanskoe Neftianoe KHoziastvo. 1970, № 1, s. 28-33
8. Bagirov M.K., Bagirov O.T., Ramazanova F.A., Kelova I.N. Stimulirovanie svoistv reagentov fizicheskimi poliami v protsesse deemulsatsii neftei // Protcessy Neftekhimii i Neftepererabotki. Baku, 2002, 1(8), s. 19-22
9. Gumbatov G.G. Izuchenie protcessa sbora, transporta i podgotovki neftei v usloviiah morskikh mestorozhdenii Azerbaidzhana. Baku: Elm, 1996, 240s.
10. Evdokimov I.N., Losev A.P. Problema inversii v promyslovykh vodoneftiannykh emulsiiah. Traditsionnye predstavleniia i ikh eksperimentalnoe obosnovanie // Burenie i neft, 2010, № 3, s. 16-17
11. Mirzadzhanzade A.KH. Izmenenie reologicheskikh svoistv neniutonovskikh sistem pri obrabotke ikh davleniem. Reologiiia (polimery i neft). Novosibirsk: Institut Teplofiziki SO AN SSSR, 1977, 129 s.
12. Sposoby kompozitsii dlia umensheniia soprotivleniia treniia pri perekachke vysokoviazkikh neftei. // Informatcionnyi biulleten instituta khimii nefti SO RAN NIG reologii nefti. Tomsk, 1994, 7 s.
13. Pozdnyshhev V.E. Stabilizatsiia i razrushenie neftiannykh emulsii // Moskva: Nedra, 1982, 224 s.
14. Ramazanova F.Ə., Abdulsalamova V.Ə., Nurməmmədova R.Q. Yuksak ozlulu neftlarin reoloji xassalarini tanzimlayan texnologiyanın ishlanmasina dair. / “Xazarneftqazyataq-2008” elmi-tacrubu konfransın maqalalar toplusu. – Bakı, 2008, s. 130-133
15. Antipin Iu.V., Valeev M.D., Syrtlanov A.Sh. Predotvrashchenie oslozhnenii pri dobyche obvodnennoi nefti. Ufa: Bashkordostan, 1987, 168s.
16. Akhmetov A.T., Telin A.G., Kornilov A.A. Dispersionnye i reologicheskie kharakteristiki obratnykh vodoneftiannykh emulsii na osnove neftei // Nauchno-tekhnicheskii vestnik IUKOS. 2004, № 9, s. 43-50
17. Tronov V.P. Razrushenie emulsii pri dobyche neftei. M.: Nedra, 1974, 241s.
18. Feder E. Fraktaly, M.: Mir, 1991, 264 s.



19. Chukhareva N.V., Rudachenko A.V., Barkhatov A.F., Fedin D.V. Transport skvazhinnoi produktcii. Tomsk: Tomskii Politekhnikheskii Universitet, 2011, 357 s.

Publication history

Article received: 19.04.2022

Article accepted: 04.05.2022

Article published online: 18.05.2022



COMPARATIVE ANALYSIS OF THE LABOR MARKET OF THE REPUBLIC OF AZERBAIJAN WITH FOREIGN COUNTRIES

¹Aytac Huseynli Ilham, ²Mushravan Aliyev Ali

^{1,2} Azerbaijan State University of Economics, ¹International Master's and Doctoral Center, master's degree, ²Deputy Dean of the Faculty of Economics, ²PhD.

Email: ¹haytacc97@gmail.com, ²mushravan.aliyev@unec.edu.az

ABSTRACT

Purpose of the research: The article contains an analysis of the comparative analysis of the labor market of the Republic of Azerbaijan with foreign countries. The state of the labor market and employment problems are extremely relevant for the country's economy, which needs to protect and effectively use existing labor potential. Without it, it is impossible to move forward through market reforms and fully integrate into the system of international economic relations, where the decisive condition for the country's competitiveness is a highly skilled, mobile workforce interested in production results and a high quality workforce.

Research method: Synthesis, research methods were used in the article.

Results of the research: The labor market and employment have a special place in the system of market relations. Most of the economic, social and demographic events that take place directly or indirectly in a market economy fully or partially reflect the processes taking place in the labor market. It is in the labor market that labor is acquired. At present, due to a certain redistribution of responsibilities in the field of social labor relations between the authorities, it is necessary to consider the system of public administration of employment.

The formation of the labor market is considered to be one of the most difficult issues in transitioning to a market model of economic development. In modern economic literature, improving the quality of the general workforce, increasing the efficiency of labor use, and encouraging the field and regional movement of workers are related to the emergence of the labor market.

Labor market regulators create unique conditions to meet the personal and social needs of the employer and the employee.

The use of regulators does not mean the complete elimination of labor market inequalities and the elimination of disputes arising out of workers' actions. The basis for this is the possible spontaneous form of labor movement. The role of the state regulator is to alleviate the crisis that could lead to devastating consequences by developing a softening of labor market demand, a supply-demand balancing phenomenon.

Any sphere of activity, first of all labor activity can not be done without any motive. Because the activities of individuals, social groups, political parties are associated with certain needs, the system of socio-economic interests. These have different levels of role in the lives of workers and social groups. One of the important issues is that the necessary relations between them should be established in specific labor situations. Motives are the main mechanism, motivator and coercive tool in the beginning and implementation of labor activity. It should be noted that motives are the regulator of employee behavior.



The purpose and strategy of labor behavior depends on the set of alternatives chosen by each individual, the employee. These alternatives depend on the employee's desire to secure certain interests within their status.

The labor behavior of the members of the society is determined on the basis of various internal and external driving forces that interact. Internal driving force refers to needs and interests, desires and aspirations, values and tendencies, ideals and motivations. All this forms the structure of complex social processes, motives for labor activity. Motive is used in the French sense of action, it is the driving force for the realization of certain needs of the individual, social groups, human beings.

The meaning of economic restructuring requires the following.

Formation of long-term interest of employees in renewing and increasing production capacity, ensuring the optimal ratio between savings and consumption, development of regulatory mechanisms in the production process - norms and standards, as well as new rules and laws. One of the most important is the purposeful formation and development of labor motives. Strong labor motivation

In order to form it, it is necessary to eliminate the personal material needs of the employee in the sense of labor in meeting the needs of the employee. That is not taken into account. In resolving the crisis in the labor sphere, one can find groups that not only harm the interests of other groups, but also try to pursue their own interests by harming the interests of society as a whole. Therefore, the society should develop the motivation of high-productivity work at the state level. It is impossible to get out of the crisis without the regulatory role of the state. Motivation of labor activity motivates people to work, social production, joint work. Motivations are strong by turning it into a means for people to meet their own needs. Demand, based on material needs, has a strong impact on people's behavior. Needs, interests and values influence social relations and guide them.

Therefore, the interaction of needs, interests, values is of particular importance in social relations and research. These issues are related to economic relations. The concept of demand is a multifaceted category in terms of its essence, dynamics, real content and the sciences it studies.

The needs of employees are very diverse, where several needs are combined. Social research has shown that all complex human acts, actions and norms of an employee's labor activity are integrated into the labor process, and all this belongs to the category of behavior. These are human activities and life activities

depends. Determines the direction and vector of the human factor in the labor collective.

Creates conditions for intensive activities. The more the labor activity of employees corresponds to the size and tendencies of the labor collectives to the interests and personal interests of each party, the more the negative aspects of labor behavior decrease and the more the positive tendencies increase. The complex nature of labor behavior is the interaction of subjects and communication factors

is the resulting movement and behavior. Therefore, we can say that labor behavior is a consciously selected activity and behavior of employees. That is, the labor behavior of employees is the process of adapting their conditions to the standard requirements and reality.

Motivation of high-productivity labor activity, along with ensuring the normal labor activity of the employee, ensures the growth of social values in the structure of labor activity, the formation of new labor activity and ethics. Motivation theories, while complex, are ambiguous and



multifaceted. There are many different theories about motivation. The theories of the following authors are distinguished from modern theories.

Keywords: Republic of Azerbaijan, labor market, national economy, market economy

AZƏRBAYCAN RESPUBLİKASININ ƏMƏK BAZARININ XARİCİ ÖLKƏLƏRLƏ MÜQAYİSƏLİ TƏHLİLİ

¹Aytac Hüseynli, ²Müşrəvan Əliyev

¹ Azərbaycan Dövlət İqtisad Universiteti, ¹Beynəlxalq Magistratura və Doktorantura Mərkəzi, magistr, ²“İqtisadiyyat” fakültəsinin dekan müavini, ²iqtisad elmləri namizədi, ²dosent
Email: ¹haytacc97@gmail.com, ²mushravan.aliyev@unec.edu.az

XÜLASƏ

Tədqiqatın Məqsədi: Məqalədə Azərbaycan respublikasının əmək bazarının xarici ölkələrlə müqayisəli təhlili haqqında təhlil öz əksini tapmışdır. Əmək bazarının vəziyyəti və əhalinin məşğulluğu problemləri mövcud əmək potensialının qorunması, və səmərəli istifadəsi ehtiyacı ilə üzləşən ölkə iqtisadiyyatı üçün son dərəcə aktualdır. Bunsuz bazar islahatları yolu ilə irəliləməsi və beynəlxalq iqtisadi münasibətlər sisteminə tam inteqrasiyası qeyri-mümkündür, burada ölkənin rəqabətqabiliyyətli olmasının həlledici şərti yüksək ixtisaslı, mobil işçi qüvvəsi istehsal nəticələrinə maraq göstərir və yüksək keyfiyyətli işçi qüvvəsidir.

Tədqiqatın metodu: Məqalədə sintez, araşdırma tədqiqat metodlarında istifadə edilmişdir.

Tədqiqatın nəticələri: Bazar münasibətləri sistemində əmək bazarı və əhalinin məşğulluğu xüsusi yer tutur. Bazar iqtisadiyyatında birbaşa və ya dolayısı ilə baş verən iqtisadi, sosial, demografik hadisələrin əksəriyyəti tam yada qismən əmək bazarında gedən prosesləri əks etdirir. Məhz əmək bazarında işçi qüvvəsinin alqısı baş verir. Hal-hazırda hakimiyyət orqanları arasında sosial əmək münasibətlərinin həlli sahəsində vəzifələrin həcmnin müəyyən bir yenidən bölüşdürülməsi səbəbindən məşğulluğun dövlət idarəetmə sistemini də nəzərdən keçirmək lazımdır.

İqtisadi inkişafın bazar modelinə keçidin ən çətin problemlərindən biri əmək bazarının yaradılmasıdır. Bugünkü iqtisadi ədəbiyyatda ümumi işçi qüvvəsinin keyfiyyətinin yüksəldilməsi, əməkdən istifadənin səmərəliliyinin artırılması, işçilərin sahə və coğrafi hərəkətinin həvəsləndirilməsi bütün bunlar əmək bazarının yaranması ilə bağlıdır.

Əmək bazarı tənzimləyiciləri əmək tələbi və təklifinin şəxsi və sosial ehtiyaclara cavab verməsini təmin etmək üçün unikal ssenarilər yaradır.

Tənzimləyicilərdən istifadə əmək bazarında pozuntuların tam aradan qaldırılması və işçilərin hərəkətlərindən irəli gələn ziddiyyətlərin aradan qaldırılması demək deyil. İşçi hərəkətinin gözlənilməz forması burada əsasdır. Dövlət tənzimləyicisinin rolu əmək bazarının sıxlığını azaltmaq, tələb-təklif tendensiyasını təşviq etməklə fəlakətli nəticələrə səbəb ola biləcək böhran vəziyyətinin qarşısını almaqdan ibarətdir.

Heç bir fəaliyyət sahəsi, ilk növbədə, məqsədsiz həyata keçirilə bilməz. Çünki ayrı-ayrı şəxslərin, sosial qrupların, siyasi partiyaların fəaliyyəti müəyyən ehtiyaclar, sosial və iqtisadi maraqlar sistemləri ilə bağlıdır. Onlar müxtəlif səviyyələrdə işçilərin və sosial qrupların həyatında rol oynayırlar. Mühüm məsələ ondan ibarətdir ki, onlar arasında lazımi əlaqə müəyyən iş şəraitində



qurulmalıdır. Motivasiya əmək fəaliyyətinə başlamaq və həyata keçirmək üçün vacib, həvəsləndirici və məcbureddici vasitədir. Qeyd etmək lazımdır ki, motivatorlar işçilərin davranışlarını tənzimləyənlərdir.

Əmək haqqı davranışının məqsədi və strategiyası hər bir fərdin, işçinin seçdiyi alternativlərdən asılıdır. Bu alternativlər işçinin öz vəzifəsi daxilində konkret maraqları həyata keçirmək istəyindən asılıdır.

Cəmiyyət üzvlərinin zəhmətkeş davranışı onunla qarşılıqlı əlaqədə olan müxtəlif daxili və xarici stimullarla müəyyən edilir. Daxili hərəkətverici qüvvə ehtiyac və maraqlara, istək və istəklərə, dəyərlərə və meyllərə, ideyalara və motivasiyalara aiddir. Bütün bunlar mürəkkəb sosial prosesin strukturunu, əmək fəaliyyətinin stimulu təşkil edir. Məqsəd fransızca proses mənasında işləyir, fərdlərin, sosial qrupların, insanların müəyyən ehtiyaclarını ödəmək üçün hərəkətverici qüvvədir.

İqtisadi yenidənqurma konsepsiyası aşağıdakıları tələb edir.

İşçilərin məhsuldarlığın yenilənməsinə və artırılmasına uzunmüddətli marağının yaradılması, qənaət və istehlak arasında optimal tarazlığın təmin edilməsi, istehsal prosesində tənzimləmə mexanizmlərinin - prinsip və standartların, eləcə də yeni qayda və qaydaların işləyib hazırlanması. Ən vaciblərindən biri zəhmətkeşliyin məqsədyönlü formalaşdırılması və inkişafıdır. Onu formalaşdırmaq üçün işçinin tələbatının ödənilməsində əmək mənasında işçinin şəxsi maddi ehtiyaclarını aradan qaldırmaq lazımdır. Bu nəzərə alınmır. Əmək sferasında yaranmış böhranın həllində nəinki digər qrupların mənafeyinə zərər vuran, hətta bütövlükdə cəmiyyətin mənafeyinə zərər vurmaqla öz mənafeələrini həyata keçirməyə çalışan qruplara rast gəlmək olar. Ona görə də cəmiyyət yüksək məhsuldar əməyin motivasiyasını dövlət səviyyəsində inkişaf etdirməlidir. Dövlətin tənzimləyici rolu olmadan böhrandan çıxmaq mümkün deyil. Əmək fəaliyyətinin motivasiyası insanları əməyə, ictimai istehsalata, birgə əməyə həvəsləndirir. Maddi ehtiyaclarla əsaslanan tələb insanların davranışlarına güclü təsir göstərir. Ehtiyaclar, maraqlar və dəyərlər sosial münasibətlərə təsir edir və onları istiqamətləndirir.

Buna görə də sosial münasibətlərdə və tədqiqatlarda ehtiyacların, maraqların, dəyərlərin qarşılıqlı əlaqəsi xüsusi əhəmiyyət kəsb edir. Bu məsələlər iqtisadi əlaqələrlə bağlıdır. Tələb anlayışı mahiyyəti, dinamikası, real məzmunu və öyrəndiyi elmlər baxımından çoxşaxəli kateqoriyadır.

İşçilərin ehtiyacları çox müxtəlifdir, burada bir neçə ehtiyac birləşir. Sosial tədqiqatlar göstərmişdir ki, işçinin bütün mürəkkəb insan hərəkətləri, hərəkətləri və əmək fəaliyyəti normaları əmək prosesinə inteqrasiya olunur və bütün bunlar davranış kateqoriyasına aiddir. Bunlar insan fəaliyyəti və həyat fəaliyyətindən asılıdır. Əmək kollektivində insan amilinin istiqamətini və vektorunu müəyyən edir.

İntensiv fəaliyyət üçün şərait yaradır. İşçilərin əmək fəallığı əmək kollektivlərinin ölçüsünə və hər bir tərəfin mənafeyinə və şəxsi mənafeələrinə nə qədər uyğun gəlsə, əmək davranışının mənfi cəhətləri bir o qədər azalır və müsbət meyllər bir o qədər çoxalır. Əmək davranışının mürəkkəb təbiəti subyektlərin və ünsiyyət amillərinin qarşılıqlı təsiri nəticəsində yaranan hərəkət və davranışdır. Buna görə də deyə bilərik ki, əmək davranışı işçilərin şüurlu şəkildə seçilmiş fəaliyyəti və davranışdır. Yəni işçilərin əmək davranışı onların şəraitinin standart tələblərə və reallığa uyğunlaşdırılması prosesidir.

Yüksək məhsuldar əmək fəaliyyətinin motivasiyası işçinin normal əmək fəaliyyətini təmin etməklə yanaşı, əmək fəaliyyətinin strukturunda ictimai dəyərlərin yüksəldilməsini, yeni əmək fəaliyyətinin və etikasının formalaşmasını təmin edir. Motivasiya işçiyə uzunmüddətli təsir əsasında işçiyə həvalə edilmiş dəyərlərin və inkişaf maraqlarının oriyentasiyasını dəyişdirmək üçün motivasiya nüvəsinin formalaşdırılması və bu əsasda əmək potensialının inkişafıdır.



Motivasiya nəzəriyyələri mürəkkəb olsa da, birmənalı deyil və çoxşaxəlidir. Motivasiya ilə bağlı çoxlu müxtəlif nəzəriyyələr var. Aşağıdakı müəlliflərin nəzəriyyələri müasir nəzəriyyələrdən fərqlənir.

Açar sözlər: Azərbaycan respublikası, əmək bazarı, milli iqtisadiyyat, bazar iqtisadiyyatı

Giriş: Ölkədə əmək bazarının formalaşması 90-cı illərin siyasi və iqtisadi transformasiyalarının nəticəsi idi. İlk mərhələdə bu proses kortəbii şəkildə, qanunvericilik bazası və müvafiq institutlar olmadığından çoxsaylı sosial-iqtisadi problemlərə yol açıb. Onlardan ən kəskinləri kütləvi işsizlik, əmək haqlarının ödənilməsində gecikmələr və əhalinin gəlirlərinin və yaşayış səviyyəsinin fəlakətli şəkildə aşağı düşməsi, kölgə və cinayətkar məşğulluğun miqyasının artması, və s. İndiyədək sadalanan problemlərin bir çoxu öz həllini tapıb. Əmək bazarı “sivil” çərçivəni qəbul edir, əmək qanunvericiliyi təkmilləşdirilir, məşğulluğun müasir formaları inkişaf edir, işsizlik səviyyəsi azalır, əhalinin həyat səviyyəsi və keyfiyyəti yüksəlir.

Bununla belə, müasir əmək bazarı problemsiz deyil. Ölkə üzrə əmək bazarının problemlərindən aşağıdakılar ən aktual olanlardır:

- əmək münasibətlərinin qurulması və əmək haqqının müəyyən edilməsi üçün özünəməxsus mexanizmləri olan kütləvi qeyri-rəsmi iş yerlərinin mövcudluğu;
 - iqtisadiyyatın ehtiyaclarına uyğun olmayan məşğulluq strukturu;
 - əvvəlki problemin nəticəsi olaraq, əmək məhsuldarlığı aşağı olan iş yerlərinin əhəmiyyətli bir hissəsi var. Bu problemin digər səbəbi pis iş şəraitidir;
 - gənclər arasında işsizliyin yüksək səviyyəsi və gənclərin əmək bazarında balanssızlığı;
 - işəgötürən tərəfindən əmək qanunvericiliyinə əməl edilməməsi, qeyri-qənaətbəxş əmək şəraiti, əmək haqqının aşağı olması, sosial təminatların olmaması və bir sıra digər səbəblərdən yaranan həddindən artıq əmək dövrüyyəsi;
 - əmək qanunvericiliyinin nisbi ciddiliyi, əmək bazarında sürətlə dəyişən vəziyyətə uyğunsuzluğu, habelə qanunların geniş şəkildə pozulması ilə özünü göstərən hüquq-mühafizə təcrübəsinin xüsusiyyətləri;
 - işçilərin maraqlarını fəal şəkildə müdafiə edə bilməyən həmkarlar ittifaqı hərəkatının formalizmi;
 - işçilərin böyük sayının aşağı hüquqi savadlılığı, habelə əmək bazarında aktiv davranış olmaması.
- Yuxarıda göstərilən problemlər, eləcə də ölkə əmək bazarındakı bir sıra digər problemlər müəyyən etdi ki, hazırda həm dövlət orqanlarının nümayəndələri, həm də elmi işçilər tərəfindən səmərəli məşğulluq siyasətinin işlənilməsinə böyük diqqət yetirilir.

Məqsəd: Azərbaycan Respublikasının əmək bazarının xarici ölkələrlə müqayisəli təhlil edilməsi istiqamətləri. Müasir şəraitdə milli iqtisadiyyatın inkişafı istifadə olunmamış və istifadə olunmamış resursların olmasını tələb edir. Bunlara əmək resursları daxildir. İqtisadiyyatın inkişafı sərbəst əmək ehtiyatlarının mövcudluğu şəraitində baş verə bilər. Bazarda işçi qüvvəsinin universal məşğulluğu varsa, inkişaf tamamilə dayana və ya yavaş tempdə inkişaf edə bilər. Lakin əhalinin tam məşğulluq vəziyyətinə nail olmaq mümkün deyil. Əmək bazarında əhalinin aşağıdakı kateqoriyalarını nəzərdən keçirək [2, s.51]:

- birinci qrup əhalinin iqtisadi cəhətdən qeyri-fəal hissəsidir. Bu qrup nədənsə iqtisadi funksiyaları yerinə yetirə bilmir. Məsələn, əmək qabiliyyəti olmayan, fiziki vəziyyətinə görə işləyə bilməyənlər əlildir. Bu qrup iqtisadiyyatın fəaliyyətində iştirak etmir, ona görə də əmək bazarının bir hissəsi deyil.



- ikinci qrup - əhalinin iqtisadi fəal hissəsi. Bu qrup iqtisadi fəaliyyətdə fəal iştirak edir. Bunlar təsərrüfat fəaliyyətini həyata keçirmək üçün fiziki qabiliyyətə malik əmək qabiliyyətli yaşda olan insanlardır.

İkinci qrup milli iqtisadiyyatda məşğulluq və işsizliklə fərqlənir. İkinci qrup əmək bazarına cəlb olunan əhalidir və onun fəaliyyətini müəyyən edir. Əmək bazarının fəaliyyətinə təsir edən amilləri sadalayaq:

- milli iqtisadiyyatın ümumi vəziyyəti;
- əmək haqqının artımı;
- bəzi peşələr üçün prioritet və ya əksinə, hər hansı bir peşənin nüfuzunun azalması;
- ölkədə demoqrafik vəziyyətin dəyişməsi;
- əhalinin asudə vaxtının təşkili sahəsində transformasiya.

Milli iqtisadiyyatın əsas elementlərindən biri əmək bazarıdır. Milli iqtisadiyyatın işləməsi və inkişafı ondan asılıdır. Qeyd etmək lazımdır ki, əmək bazarı ona bir çox müxtəlif amillərin təsiri ilə bağlı dəyişikliklərə məruz qalır.

Əhali həyatı həyata keçirmək üçün əmək haqqı şəklində mükafat alarkən öz əməyini satmağa məcbur olur. Bu mexanizm əmək bazarının fəaliyyət göstərməsi üçün əsasdır. Əmək insanın mənəvi, fiziki, intellektual qabiliyyətlərinin məcmusu olan, fərdin əmək potensialını təmsil edən xüsusi bir əmtəə kimi çıxış edir. İşləyən işçilər işəgötürənlər tərəfindən ödənilir. Əmək resursları üçün istənilən qiymətə əmək bazarında təklif olduğu kimi, əməyə tələb də mövcuddur. Əməyin ödənilməsi əmək bazarının əsas göstəricilərinə aiddir. İnsanın həyatı üçün zəruri olan malların məcmusundan müəyyən edilir. Bu göstərici ondan aşağı ola bilməyəcəyi əmək haqqı dərəcəsini təşkil edir. Əmək haqqının yekun göstəricisi müxtəlif amillərin təsiri altında formalaşır. Əsas amillərdən biri əmək bazarında tələb və təklifdir.

Əmək haqqının dəyərinin formalaşmasına bir sıra amillər təsir göstərir. Bunlara əhalinin həyat səviyyəsi, iqtisadiyyatın sosial-iqtisadi inkişafının vəziyyəti, ölkə iqtisadiyyatının elmi-texniki inkişafı, əmək ehtiyatlarının bölgüsü, əmək bazarının cinslər üzrə strukturu, yaş strukturu daxildir. əhalinin sayı və s. Əmək bazarında tələb və təklifin dəyişməsi ilə əmək haqqının səviyyəsi və ölçüsündə dəyişiklik baş verir.

Əmək bazarının fəaliyyətinə bilavasitə təsir edən, az əhəmiyyətli olmayan növbəti amil ixtisaslı işçi qüvvəsinə tələbatdır. Bu, istehsal strukturundan, ictimai istehsalın forma və həcmindən, elmi-texniki tərəqqidən, ölkə iqtisadiyyatının inkişaf tempindən asılıdır.

Əmək bazarında təklifi formalaşdıran amilləri adlandırmaq. Bu, demoqrafik komponent, minimum əmək haqqı, müəyyən peşələrin prioriteti, əhalinin miqrasiyası, əhalinin dini, etnik, psixoloji mənsubiyyətinə görə xüsusiyyətləridir. Dövlət və biznes əmək bazarında tələbin subyektləridir. Ev təsərrüfatları təklifin subyektləridir.

Əmək bazarına təsir edən aşağıdakı amillərə xarici və daxili amillər daxildir. Xarici amilləri nəzərə alın. Bu, dövlətin maliyyə sahəsində fəaliyyəti, struktur dəyişikliyi və həmçinin istehsalın azalması, ordunun vəziyyəti və s. Daxili amillər əhalinin miqrasiyası, demoqrafik böhranlar və ya doğum nisbətindəki artımlar, işçilərin peşə səriştəsi səviyyəsi, təhsil səviyyəsidir.

Nəzərə alınan amillər yuxarıda göstərilən amillərlə əmək bazarındakı mövcud vəziyyət arasında birbaşa əlaqəni nümayiş etdirir. Dövlətin fəal müdaxiləsi olmadan əmək bazarının mövcudluğu mümkün deyil. Dövlət əmək bazarının inkişafına və fəaliyyətinə birbaşa və dolaylı təsir göstərən müəyyən tədbirlər həyata keçirir. Bu halda dövlətin rolu həm aktiv, həm də passiv ola bilər. Dövlətin əmək bazarında fəal siyasəti ilk növbədə əmək münasibətləri iştirakçılarının qarşılıqlı fəaliyyətinin tənzimlənməsi üçün təşkilati-hüquqi və iqtisadi tədbirlərin həyata keçirilməsində



özünü göstərir. Bu, fərdi əmək fəaliyyətinin inkişafına, işsiz əhali üçün məşğulluq mərkəzlərinin yaradılmasına, özünüməşğulluğun təşviqinə yönəlmiş müxtəlif proqramların maliyyələşdirilməsidir. Dövlət siyasəti işçinin əmək bazarında rəqabət qabiliyyətini artırmaq bacarığında fəal şəkildə təzahür edir. Təlim, yenidən hazırlanma və ixtisasartırma işlərinin təşkili, işə qəbulda köməklik, məsləhət və s. Eyni zamanda, dövlət əmək bazarındakı fəaliyyətində müəyyən məqsədlər qoyur. Prioritet işləmək istəyən hər bir işçinin işlə təmin olunması, işdən çıxarılan işçilərin yenidən bölüşdürülməsi prosesinin sürətləndirilməsinə köməklikdir. Əmək bazarında dövlət məşğulluğu təmin edir, kadrların rəqabətqabiliyyətliliyinin yüksəldilməsi üçün onların hazırlanması və yenidən hazırlanmasını həyata keçirir, əhaliyə sosial dəstək göstərir.

Metodlar: Aktiv əmək bazarı siyasəti həyata keçirilərkən aşağıdakılar nəzərə alınmalıdır:

- məşğul, işsiz, işsiz əhəlinin cinsi;
- məşğul, işsiz, işsiz əhəlinin yaş komponenti;
- məcmu olaraq ailənin gəlir səviyyəsi;
- əhəlinin formal və qeyri-rəsmi məşğulluğunun miqyası;
- əmək bazarında beynəlxalq rəqabətin səviyyəsi, investisiyaların səviyyəsi;
- qanunvericilik bazasından istifadə və s.

Əmək bazarı üzrə fəal dövlət siyasətinin həyata keçirilməsi regional iqtisadiyyatın strukturunda baş verən dəyişikliklər və transformasiyalarla ayrılmaz şəkildə bağlıdır.

Dünya ölkələrinin əmək bazarında insan kapitalından hansı səviyyədə səmərəli istifadə olunmasını müəyyənləşdirmək üçün insan kapitalına aid olan indeksdən istifadə edilir. Bu indeksin əsasında sağlam, ixtisaslı və təhsilli məhsuldar qüvvələri formalaşdırmaq qabiliyyəti dayanır. Siyahını tərtib edərkən bu simvollar 45 və ya daha çox simvoldan istifadə edilir. Bu dəyişən biliyin, işin və əmək qabiliyyətinin mürəkkəbliyini əks etdirir və insan kapitalında maraqlı tərəflərə daha yaxşı qərarlar qəbul etməyə kömək edir [2, s.25].

Təhlilin əsas məqsədi keçmiş və cari investisiyaların nəticələrini müəyyən etmək və ölkənin gələcək rəqabət mənzərəsini dəqiq proqnozlaşdırmaqdır. Dünya İqtisadi Forumunun 2019-cu ildə tərtib etdiyi insan kapitalı indeksinin siyahısına (dünya ölkələri üzrə) 130 ölkənin insan kapitalı və inkişaf templəri daxildir. Ölkələrin əhəlinin sıxlığını müəyyən etmək üçün bu dəyişən biliklərin nəticələrini və nəticələri müəyyən edir. 5 yaş qrupu üzrə 0 (ən pis) - 100 (ən yaxşı) miqyasında təcrübə.

- 0-14 yaş - cəmiyyətin gənc üzvləri hesab olunur və yaş qrupu üçün təhsil vacibdir.
- 15-24 yaş - bu yaş qrupunun əsasını gənclər təşkil edir. Onlar üçün ali təhsil, bacarıq və vərdişlərin iş yerində tətbiqi vacibdir.
- 25-54 yaş - bu yaş qrupu daha çox məşğul olur. Onlar davamlı öyrənmə aspektlərini və işin keyfiyyətini qiymətləndirirlər.
- 55-64 yaş - Bu qrup, heyətin ən yaşlı üzvləri, nailiyyətləri və davam edən iş öhdəliklərini nəzərdən keçirir.
- 65 və yuxarı - Bu qrupa əhəlinin yaşlı üzvləri daxildir və imkanlar və sağlamlıq vəziyyətini qiymətləndiriləcək.

Siyahıya əsasən, ilk yerləri Finlandiya, Norveç və İsveçrə tutur. Üç ölkə səmərəli və effektiv olmaq üçün insan potensialının 85%-ni inkişaf etdirir və istifadə edir. Bu siyahıdan sonra Yaponiya, İsveç və Yeni Zelandiya gəlir. Azərbaycan 54-cü yerdə qərarlaşıb. Nəhayət, siyahını Çad, Yəmən və Mavritaniya tamamlayır.



Cədvəl 1. İnsan kapitalı indeksi-2019

Ölkə	Cəm indeks		0 – 14 yaş qrupu		15 – 24 yaş qrupu		25 – 54 yaş qrupu		55 – 64 yaş qrupu		65 və yuxarı yaş qrupu	
	Hesab	Sıra	Hesab	Sıra	Hesab	Sıra	Hesab	Sıra	Hesab	Sıra	Hesab	Sıra
Finlandiya	85.86	1	98.17	1	85.35	1	81.24	1	83.90	7	72.95	9
Norveç	84.64	2	94.69	11	84.72	2	80.11	4	85.34	3	74.53	2
İsveçrə	84.61	3	95.76	7	83.34	4	80.51	2	83.54	8	73.28	7
Yaponiya	83.44	4	95.78	6	77.26	19	79.13	5	85.72	1	75.61	1
İsveç	83.29	5	93.25	14	81.03	9	80.17	3	84.58	4	70.43	16
Yeni Zelandiya	82.79	6	95.20	9	82.25	7	76.25	17	85.70	2	74.07	3
Danimarka	82.47	7	91.77	22	81.89	8	78.17	8	83.99	6	74.04	4
Hollandiya	82.18	8	92.81	17	83.70	3	77.58	10	81.06	13	69.59	18
Kanada	81.95	9	93.46	13	77.74	16	77.61	9	84.22	5	73.05	8
Belçika	81.59	10	95.29	8	78.25	13	77.55	11	78.33	27	68.32	23
Almaniya	81.55	11	89.56	38	79.78	10	78.39	7	83.31	9	73.54	6
Avstriya	81.52	12	92.29	20	82.41	6	76.75	15	79.06	23	72.00	12
Sinqapur	80.94	13	95.81	5	76.12	25	78.70	6	75.17	39	60.59	52
İrlandiya	80.79	14	95.87	4	75.84	29	76.32	16	78.16	28	67.77	26
Estoniya	80.63	15	95.09	10	77.35	18	74.02	24	82.98	10	71.77	13
Sloveniya	80.33	16	92.90	16	79.13	12	75.30	20	77.04	32	71.39	14
Fransa	80.32	17	93.07	15	76.00	26	77.32	12	77.59	30	66.32	31
Avstraliya	80.08	18	91.36	24	82.56	5	74.33	22	80.85	15	67.27	27
Birləşmiş Krallıq	80.04	19	91.91	21	76.64	22	76.78	14	79.07	22	66.43	30
İslandiya	79.74	20	93.85	12	79.63	11	75.78	18	74.62	40	60.30	54
Azərbaycan	70.72	54	83.18	68	61.65	87	66.66	48	78.85	24	60.93	50
Malti	49.37	126	61.66	124	49.89	121	44.83	125	44.98	123	36.57	115
Nigeriya	48.86	127	53.19	128	56.58	105	46.96	123	45.71	122	32.62	121
Çad	44.23	128	52.03	130	44.38	128	43.96	128	37.28	128	27.87	126
Yəməni	42.98	129	70.40	103	45.36	127	33.25	130	25.82	130	17.79	130
Mavritaniya	42.33	130	59.57	125	38.85	130	38.02	129	34.04	129	24.21	128

Mənbə: “The Human Capital Report 2019” məlumatları əsasında müəllif tərəfindən tərtib edilmişdir.

İşçi qüvvəsi dedikdə əhalinin əmək qabiliyyətli hissəsi başa düşülür ki, bura təkcə iqtisadi fəal əhali deyil, həm də hazırda işsiz və iş axtarmayanlar, habelə sənayeni tərk etmiş şəxslər daxildir. İşçi qüvvəsinin yaş həddi və sosial-demoqrafik strukturu qanunvericiliklə müəyyən edilir. Hazırda işçi qüvvəsinin əhəmiyyətli hissəsini təşkil edən əmək qabiliyyətli əhali Azərbaycan Respublikasının qanunvericiliyində nəzərdə tutulmuş aşağı və yuxarı yaş həddi arasında, yəni 15-63, 15-60 yaş arası kişilərdir.



Əmək bazarı bazar iqtisadiyyatının vacib elementidir. Digər bazarlardan fərqli olaraq, onun spesifikasiyi ondadır ki, burada müqavilə münasibətlərinin obyektini insanın əmək qabiliyyətidir. Buna əsaslanaraq, mülkiyyət formalarının müxtəlifliyinə, işçi qüvvəsinin heterojenliyinə və maraqlarına görə ictimai istehsal sferasında işçilərin işə götürülməsi və istifadəsi ilə bağlı cəmiyyətdə sosial və əmək münasibətlərinin məcmusu kimi müəyyən edilə bilər. Bazar münasibətləri ilkin olaraq əmək bazarının özünütənzimləməsini nəzərdə tutur. Özünütənzimləmə mexanizminin elementləri müəyyən edilmiş bazarda tələb və təklif, işçilər və işəgötürənlər arasında rəqabət və əmək haqqıdır. Bu mexanizm nəticəsində məşğulluğun səviyyəsi və nisbəti, əmək haqqının miqdarı, işsizliyin ölçüsü və strukturu müəyyən edilir. Eyni zamanda, əmək bazarında tələb dövlətin əmək ehtiyatlarına istənilən qiymətə olan tələbinin məcmusudur və əmək bazarında təklif işə işçilərin əmək ehtiyatlarının bütün mümkün qiymətlərlə məcmu təklifidir [6].

Şimal ölkələri (İsveç, Finlandiya, Norveç) bütün vətəndaşlar üçün fərdi töhfələr hesabına deyil, dövlətin ümumi gəlirləri hesabına maliyyələşdirilən geniş sosial dəstək sisteminin yaradılması ilə xarakterizə olunur. Bu sistemin məqsədi əsas sosial müavinətlərə bərabər çıxış yolu ilə bərabərsizlik və bərabərsizliyi azaltmaqdır. İsveç və Norveç kimi ölkələrdə aktiv dövlət məşğulluq siyasətləri işsizlərə dəstək ilə birlikdə işsizliyin qarşısını almaq üçün tədbirlərə diqqət yetirir. Bu ölkələrdə məşğulluq siyasəti dörd əsas elementi əhatə edir:

- əmək haqqının artırılmasında onlar arasında inflyasiya rəqabətini azaltmaq üçün az gəlirli müəssisələri dəstəkləməyə və yüksək gəlirli şirkətlərin mənfəətini cilovlamağa yönəlmiş məhdudlaşdırıcı fiskal siyasət;
- sahibkarın maliyyə vəziyyətindən və ya şirkətin sənaye mənsubiyyətindən asılı olmayaraq bərabər əmək üçün bərabər ödənişə nail olmaq məqsədi güdən əmək haqqının həmrəyliyi siyasəti;
- yeni iş yerlərinin, habelə kadrların hazırlanması və yenidən hazırlanması mərkəzlərinin yaradılmasının stimullaşdırılması;
- iqtisadiyyatın aşağı iqtisadi göstəricilərə malik, lakin eyni zamanda mühüm sosial problemlərin həllini təmin edən sahələrində selektiv (selektiv) dəstək [1].

Kontinental Avropa ölkələrindən fərqli olaraq, Böyük Britaniyada əmək bazarının tənzimlənməsi dövlətin və həmkarlar ittifaqlarının minimal iştirakı ilə həyata keçirilir. İşəgötürən əmək müqaviləsinin şərtlərini qazanc, iş şəraiti və ya iş vaxtı və s. Bütün əmək mübahisələrinə hakimlər və andlı iclasçılar işçi ilə işəgötürən arasında fikir ayrılığının səbəb və şəraitini hərtərəfli araşdırıb qərar qəbul etdikdə məhkəmə təcrübəsi çərçivəsində baxılır. Bu sistem Britaniya tarixi boyu inkişaf edib və bu gün də istifadə olunur. Bu ölkədə sosial sığorta sistemi işsizlik dövründə gəlir səviyyəsini saxlamaq üçün geniş imkanlar yaradır. Dövlət tərəfindən vətəndaşlara verilən müavinətlər, əsasən, işəgötürənlərin və işçilərin icbari sığorta haqları hesabına maliyyələşdirilən dövlət milli sığorta proqramı çərçivəsində verilir. İşsizliyə görə ödənişlər bir il ərzində işini itirmiş və aktiv şəkildə yeni peşə axtarışında olan vətəndaşın sığorta haqları hesabına ödənilir. İlin sonunda işsiz şəxs müavinətdən xeyli az olan sosial müavinət ala bilər. Dövlət proqramları ilə yanaşı, bu ölkədə maliyyə institutları tərəfindən təklif olunan müxtəlif əlavə işsizlik sığortası sxemlərindən getdikcə daha çox istifadə olunur. Böyük Britaniyada peşə hazırlığı böyük əhəmiyyət kəsb edir, gənclər üçün proqramlar və işsiz yetkinlər üçün təhsili və onların part-time işlərini birləşdirən proqramlar, işsizlərə iş təcrübəsi qazanmaq üçün iş verən işəgötürənlərə subsidiyalar ödənilir. Uzun müddət işsiz olan vətəndaşlar üçün onların əmək bazarına daxil olmasını stimullaşdıran proqramlar (məsləhət, təlim, informasiya dəstəyi və s.) həyata keçirilir. Maraqlıdır ki, Böyük Britaniya hələ 1988-ci ildə yeni iş yerlərinin yaradılması layihələrini



maliyyələşdirməkdən imtina edərək, bu vəsaitləri əmək bazarında aktiv tədbirlərin həyata keçirilməsinə yönəldirdi [7].

Belə ki, əksər inkişaf etmiş Avropa ölkələrində fəal məşğulluq siyasəti aparılır, inkişaf etmiş əmək bazarı institutları, eləcə də əmək bazarına yönəlmiş peşə hazırlığı və sosial sığorta sistemləri mövcuddur.

“Klassik bazar”ın xarici ölkələrində (Fransa, Almaniya, İsveç, Yaponiya və s.) əmək haqqının tənzimlənməsinin əsas formaları bunlardır:

- minimum əmək haqqının dövlət səviyyəsində müəyyən edilməsi;
- hökumət, sahə rəhbərləri və həmkarlar ittifaqları arasında müqavilə əsasında gəlirlərin indeksləşdirilməsinin ümumi qaydası, əmək haqqının forma və sistemi müəyyən edilir;
- firmalar tarif dərəcələrinin və maaşların, əlavə haqların və müavinətlərin ölçüsünü müəyyən edirlər [7].

Minimum əmək haqqının tənzimlənməsi növünə görə iqtisadi cəhətdən inkişaf etmiş ölkələri iki qrupa bölmək olar:

- 1-ci qrup: minimum əmək haqqının qanunla müəyyən edildiyi ölkələr (ABŞ, Kanada, Fransa, İspaniya, Portuqaliya və s.).
- 2-ci qrup: minimum əmək haqqı səviyyəsinin işəgötürənlər və həmkarlar ittifaqları arasında kollektiv müqavilələrdə müəyyən edildiyi ölkələr (Almaniya, İtaliya, İngiltərə, Yaponiya)

Hazırda Aİ ölkələrində əmək bazarı sahəsində problemlərin həlli yollarını müəyyən edən və müasir məşğulluq siyasətinin əsas aspektlərini təşkil edən bir neçə sahə müəyyən edilə bilər:

- gəncləri, qadınları, pensiya yaşına çatmış vətəndaşları məşğulluq sahəsinə cəlb etməklə iqtisadi fəal əhəlinin sayının artırılması;
- gənclərin əmək bazarına daha erkən daxil olmasını stimullaşdırmaqla, o cümlədən yaşlı insanların məşğulluqda saxlanması yolu ilə aktiv iş həyatının müddətinin artırılması (pensiya yaşının aşağı salınması, erkən pensiyaya çıxılmamasından imtina, çevik məşğulluq formaları və s.);
- sosial sığorta sisteminin, o cümlədən işsizlikdən sığortanın dəyişdirilməsi yolu ilə işsizlərin əmək bazarına daxil olmasının stimullaşdırılması;
- miqrasiya siyasətini və onun Aİ ölkələri və digərləri arasında hərəkət azadlığının təmin edilməsinə yönəlməsini dəyişdirərək Avropa İttifaqı daxilində işçi qüvvəsinin mobilliyinin artırılması [7].

Yeni işçi qüvvəsinin adi işə götürülməsi istehsalın genişlənməsi və ya iqtisadi vəziyyətin yaxşılaşması halında həyata keçirilir. Bu işə qəbul yeni işə qəbul edilmiş işçinin pensiyaya çıxana qədər eyni müəssisədə daimi işlə təmin olunmasına zəmanət vermir. Üstəlik, bu işçi istənilən vaxt və hər hansı səbəbdən, xüsusən də iqtisadi sıxıntılı dövrlərdə işdən çıxarıla bilər.

Bu forma müəssisəyə işə götürülən işçilərin həm kəmiyyət, həm də keyfiyyət tərkibini sərbəst və tez tənzimləməyə imkan verir. Başqa bir çevik forma, əvvəllər işdən çıxarılan işçilərin yenidən işə götürülməsi və ya yeni şərtlərlə işə götürülməsidir. Bu forma əvvəllər də mövcud idi, lakin ona müraciət edən ömürlük məşğulluğu olan müəssisələr işdən çıxarılan işçilər qarşısında həm mənəvi, həm də maddi öhdəliklər daşıyırdı.

Bu gün belə işə qəbul müəssisə tərəfindən yenidən işə götürülən işçilərə heç bir zəmanət və öhdəlik qoyulmadan həyata keçirilir. Onların əksəriyyəti əvvəlkindən xeyli pis şərtlərlə işə götürülür, o cümlədən əmək haqqı ilə bağlıdır. Üstəlik, onların hər biri istənilən vaxt işdən çıxarıla bilər.



Nəticə: Əhalinin məşğulluğu məsələləri hazırda istənilən region üçün ən aktual əhəmiyyət kəsb edir. Bu baxımdan sosial inkişaf proseslərinin regional xüsusiyyətləri dövlətin məşğulluq siyasətində öz əksini tapmalıdır. Bu, ilk növbədə, regionlarda sosial gərginliyin artmasının qarşısının alınmasına yönəlmiş dövlət tənzimləmə tədbirləri sisteminin formalaşdırılması deməkdir.

Bazar iqtisadiyyatının ən mühüm elementi olan əmək bazarı işçi qüvvəsi məhsulunun normal təkrar istehsalını və səmərəli istifadəsini təmin etmək üçün nəzərdə tutulmuş ictimai münasibətlər sistemidir. Bu bazar sosial ehtiyacların strukturuna və mülkiyyət formalarına uyğun olaraq ondan istifadənin səmərəliliyi meyarı əsasında iqtisadiyyatın sahə və sektorları, fəaliyyət növləri və formaları üzrə əməyin bölgüsü və yenidən bölüşdürülməsi mexanizmi funksiyalarını yerinə yetirir. Əmək bazarının əhəmiyyətinə gəlincə, qeyd etmək lazımdır ki, o, bütün digər bazarları, bütün digər resursları hərəkətə gətirir, çünki burada ən mühüm milli resurs - işçi qüvvəsi peşələr, müəssisələr, regionlar və sənayelər tərəfindən formalaşır və bölüşdürülür. İlk növbədə, onun vasitəsilə iqtisadi fəal əhalinin məşğulluğu təmin edilir, onun istehsal və xidmət sahəsinə daxil olması, lazımi gəlir əldə etmək imkanı yaradılır. Bazar vasitəsilə lazımi miqdarda və lazımi keyfiyyətdə lazımi işçi qüvvəsi olan müəssisələrin iş qəbulu həyata keçirilir. İşçilərin rəqabəti vasitəsilə bazar onları peşəkar bacarıqlarını genişləndirməyə, bacarıqlarını təkmilləşdirməyə və universallaşmaya həvəsləndirir. Məşğulluq vətəndaşların şəxsi və sosial tələbatlarının ödənilməsi ilə bağlı qanunvericiliyə zidd olmadan və onlara qazanc (əmək gəliri) gətirən fəaliyyətidir.

ƏDƏBİYYAT

1. Azizova, G.A. (2017). Azərbaycanın emək bazarı: problemlər və perspektivlər. Bakı, 412 seh.
2. Musayev V.A. (2017). "Azərbaycan İqtisadiyyatına baxış". Bakı, "Apastrof": 314 seh.
3. İnsan Kapitalı Hesabatı, 2019.
4. Quzakova, O.M., Fursik, S.N. ve başqaları (2011). İqtisadi artım amili kimi insan kapitalının keyfiyyətləri, Vologda, 324 seh.
5. <http://www.erc-az.gov>-iqtisadi inkishafın esas gostericileri
6. <http://www.stat.gov.az>- emek bazari
7. <https://www.cografyaci.gen.tr>- dunyada iqtisadiyyatin inkishafi
8. <http://www.economy.gov.az>

Article received: 22.04.2022

Article accepted: 06.05.2022

Article published online: 18.05.2022



HERMETIZATION OF GARADAGH UNDERGROUND GAS STORAGE

¹Gulbala Alesgerov, ²Murad Azadli, ³Abbaseli Zeynalov, ⁴Humbet Shukurov

^{1,2}ASOIU, ^{1,2}department of "Oil and gas transportation and storage", ¹PhD, ²master's degree, ³Ümid Babek Operation Company, ³Production Operator, ⁴Azfen, ⁴pipefitter

E-mail: ¹gulbala.alasgarov@asoiu.edu.az, ²murad.azadov99@gmail.com, ³zeynalov.abbas98@gmail.com;

⁴humbet.shukurov111@mail.ru

ABSTRACT

Modern gas supply systems-complex, expensive construction of structures at considerable distances. For the system of supply of cities and industrial enterprises, it is typical that gas consumption is not the same. This explains why consumers use gas irregularly by months, weeks, and days during the season. For example, in winter, gas is constantly used more than in the summer months. In the summer months, gas consumption is reduced due to the fact that heat networks are switched off for this period and a large number of city residents are on vacation. During the day, as a rule, gas is used less often than at night. On cold and intense days in terms of production, the demand for gas increases by 5-10 or more compared to the average year. To regulate this imbalance, a reservoir is being built to provide gas left over in the summer season and consumers with gas in winter or in unforeseen circumstances. The typical location of the warehouse is the consumer's district. In addition, in order to ensure the direct operation of storage facilities, it should be located, for example, in the center of a large industrial district or near a gas processing plant.

Garadagh field is located in the south-eastern part of Absheron Peninsula, 35 km from Baku, in the south wing of Garadagh structure. The Garadagh gas condensate field, together with the oil strip, was put into operation in 1955 (the southern wing of the structure). 21.2 billion m^3 natural and associated gas from the field during Operation, 1,595 thousand m^3 condensate and 1.0 mln.tons of oil extracted. The initial reservoir pressure was 39 MPa, and in 1976 the reservoir pressure in the gas condensate field was 3.5-3.6 MPa.

Since 1975 the field was completely exhausted, its operation was suspended. In 1976, it was decided to create an underground gas storage on the basis of a gas condensate field. The Garadagh underground gas reservoir was established in the VII and VIIa horizons of the productive layer.

In 1978-1993, 50 wells were drilled for the establishment of the Garadagh gas reservoir. 8 the people who make idols will become useless like them, One well was liquidated during the period of operation. 1 well waiting on cancellation. 35 wells are in operation and 5 wells are in observation fund.

In total, there are 219 wells in this area. 37 of these wells are in working condition. Of the 37 wells, 35 were drilled to establish gas reservoirs, and 2 wells (wells 130 and 212) were old. 8 wells are in non-operating fund. 141 wells have been liquidated. Of these, 30 wells were liquidated during drilling and 111 Wells after exploitation. Liquidation works were carried out in 3 more wells according to the instruction (Wells No. 120, 150 and 431) and documents were sent to relevant organizations for approval. These 3 wells are in the liquidation waiting well Fund, 5 wells are in the observation fund (420, 422, 423, 433, 451).25 which shall go forth unto the fulfilling of the gospel.



Keywords: Garadagh, well, gas reservoir, gas condensate field, underground gas storage, oil, natural gas.

QARADAĞ YERALTI QAZ ANBARININ HERMETIKLƏŞDIRILMƏSİ

¹Gülbala Ələsgərov, ²Murad Azadlı, ³Abbasəli Zeynalov, ⁴Hümbət Şükürov

¹ADNSU, ^{1,2}“Neft və qazın nəqli və saxlanması” kafedrası, ¹dosent, ²magitr, ³Ümid Babək Əməliyyatlar şirkəti,

³Neft-qaz hasilatı üzrə operator, ⁴Azfen, ⁴borucu

E-mail: ¹gulbala.alasgarov@asoiu.edu.az; ²murad.azadov99@gmail.com; ³zeynalov.abbas98@gmail.com;

⁴humbet.shukurov111@mail.ru

XÜLASƏ

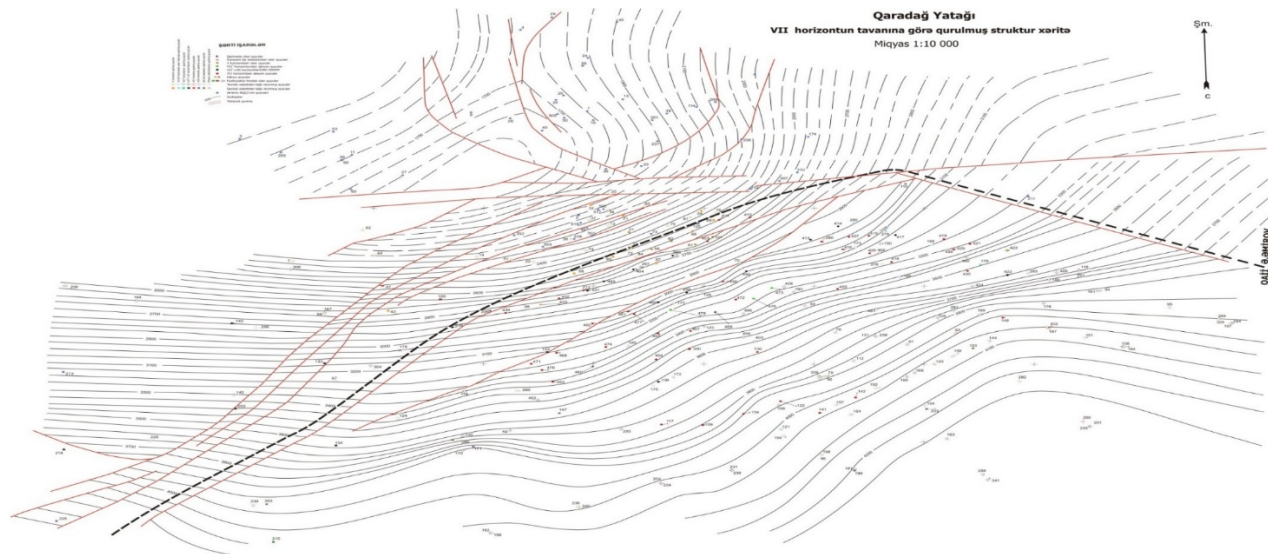
Müasir qaz təchizatı sistemləri - əhəmiyyətli məsafələrdəki strukturlarda olan mürəkkəb, bahalı tikinti kompleksidir. Şəhərlərin və sənaye müəssisələrinin təchizatının sistemi üçün qazın istehlakının eyni olmaması tipikdir. Bu onlara izah olunur ki, istehlakçılar qazı ilin fəsiləri üzrə aylara, həftələrə, günə (görə) qeyri-müntəzəm istifadə edirlər. Məsələn, qışda qaz daim yay aylarından daha çox istifadə olunur. Yay aylarında istilik şəbəkələrinin bu dövr üçün söndürülməsi və çox sayda şəhər sakinlərinin tətillə çıxması səbəbindən qaz istehlakı azalır. Gündüz, bir qayda olaraq, gecəyə nisbətən qaz az istifadə olunur. İstehsal baxımından soyuq və gərgin günlərdə, qazın tələbi orta illik müqayisədə 5-10 və ya daha çox artır. Bu qeyri-bərabərliyi tənzimləmək üçün yay mövsümündə artıq qalan qazı və qışda və ya gözlənilməz hallarda istehlakçıları qazla təmin etmək üçün anbar tikilir. Anbarın tipik yerləşdiyi yer - istehlakçının rayonudur. Bununla yanaşı, saxlama anbarlarının birbaşa istismarının təmin edilməsi üçün, məsələn, böyük sənaye rayonunun mərkəzində və ya qaz emalı zavodunun yanında yerləşdirilməlidir. Qaradağ yatağı Abşeron yarımadasının cənub-şərq hissəsində Bakı şəhərinin 35 km-də Qaradağ strukturunun cənub qanadında yerləşir. Qaradağ qaz kondensat yatağı neft zolağı ilə birlikdə 1955-ci ildə (strukturun cənub qanadı) istismara daxil olub. İstismar zamanı yataqdan 21,2 mlrd.m³ təbii və səmt qazı 1,595 min.m³ kondensat və 1,0 mln.ton neft çıxarılmışdır. İlk lay təzyiqi 39 MPa təşkil edib, istismarın sonunda 1976-cı ildə yatağın qaz-kondensat hissəsində lay təzyiqi 3,5-3,6 MPa təşkil edib. 1975-ci ildən yataq tam tükəndiyi üçün onun istismarı dayandırılmışdır. 1976-cı ildə tükənmiş qaz kondensat yatağı bazasında yeraltı qaz anbarının yaradılması qərara alınmışdır. Qaradağ Yeraltı Qaz Anbarı məhsuldar qatın VII və VIIa horizontlarında yaradılıb. 1978-1993-cü illərdə Qaradağ Qaz Anbarının yaradılması üçün 50 quyu qazılmışdır. Bunlardan 8 quyu qazma vaxtı ləğv olunmuşdur. Bir quyu isə istismar dövründə ləğv olunmuşdur. 1 quyu ləğv gözləyir. 35 quyu istismarda, 5 quyu isə müşahidə fondundadır.

Ümumilikdə, bu ərazidə 219 quyu var. Bu quyulardan 37 quyu işlək vəziyyətdədir. 37 quyudan 35-i qaz anbarlarının yaradılması üçün qazılmış, quyulardan 2 quyu isə (130 və 212 sayılı quyular) köhnə quyulardandır. 8 quyu fəaliyyətsiz fondadır. 141 quyu ləğv edilmişdir. Bunlardan 30 quyu qazıma vaxtı, 111 quyu isə istismardan sonra ləğv olunmuşdur. Daha 3 quyuda isə təlimata uyğun ləğv etmə işləri aparılmış (120, 150 və 431 sayılı quyular) və sənədlər təsdiqlənmək üçün müvafiq

təşkilatlara göndərilmişdir. Bu 3 quyu ləğv gözləyən quyular fondunda, 5 quyu müşahidə fondundadır (420, 422, 423, 433, 451 sayılı quyular). 25 quyu isə konservasiyadadır.

Açar sözlər: Qaradağ, quyu, qaz anbarı, qaz-kondensat yatağı, yeraltı qaz anbarı, neft, təbii qaz.

Giriş: Hal-hazırda Qaradağ Qaz Saxlama Sahəsində aktiv qaz həcmnin artırılması məqsədilə yenidənqurma və genişləndirmə işləri gedir. Yeni tikilmiş kompressor stansiyasının çıxışında qazın təzyiqinin 15.0 MPa-a qədər artırılması sayəsində məhsuldar horizontda maksimal lay təzyiqi 19.0 MPa-a qədər qaldırılmışdır. Ona görə də, yüksək lay təzyiqi şəraitində yeraltı qaz anbarlarından qaz sızmalarının baş verməməsi, qrifon əmələgəlmənin qarşısının alınması, habelə, obyektin ərazisində məskunlaşmış əhalinin, sənaye və kommunal-məişət obyektlərinin təhlükəsizliyinin qorunub saxlanması üçün, bu sənaye obyektinin işinin təhlükəsizlik texnikasının bütün müddəalarına əməl edilməklə, həyata keçirilməsi tələb olunur.



Şəkil 1. Qaradağ yatağının profili

Məqsəd: Qaradağ Yeraltı Qaz Anbarının hermetikləşdirilməsi üçün Qaradağ QSS-nin ərazisində yerləşmiş bütün ləğv olunmuş və konservasiyada olan fond quyuları yenidən tədqiq edilməli, qəza vəziyyətində olanlar mövcud normativ sənədlərə uyğun olaraq ləğv edilməli və anbarın işinə yararlı olan köhnə quyular təmir edilərək, qazvurma-qazgötürmə proseslərinə qoşulmalıdır.

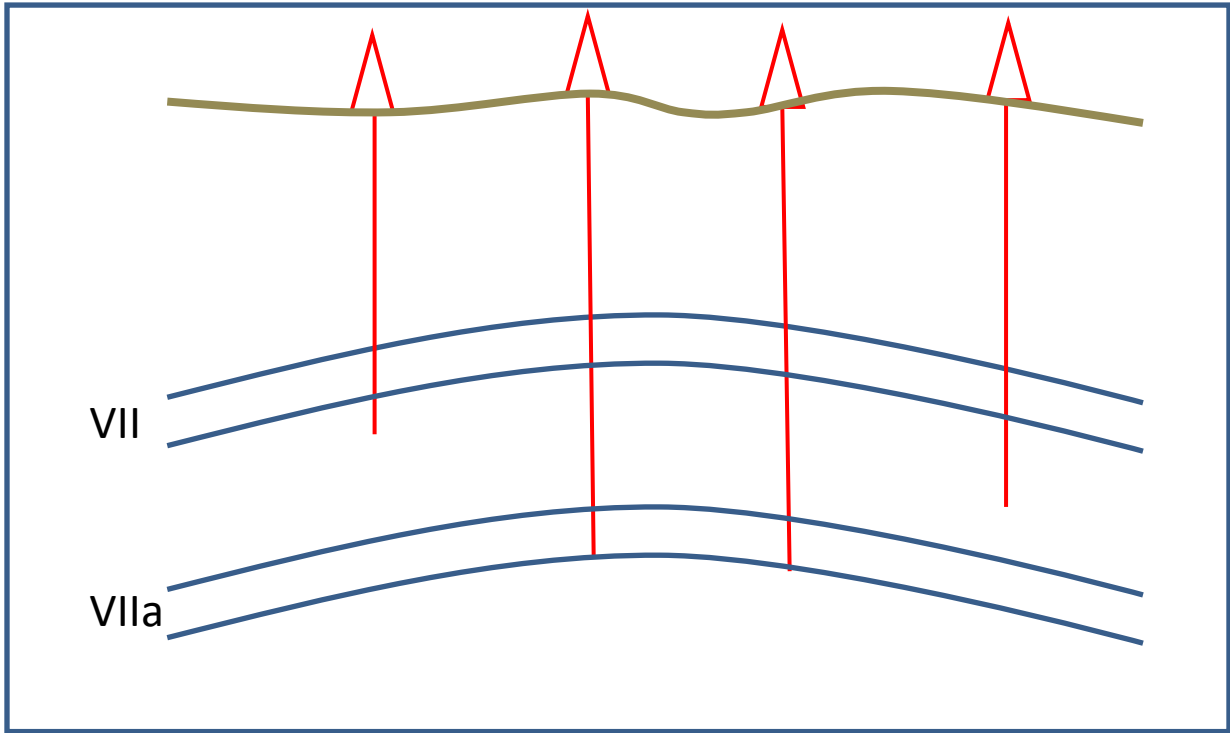
Bu məqsədlə təmir ediləcək konservasiya və ləğv olunmuş quyularda görüləcək işləri bir neçə mərhələdə aparmaq lazımdır. Yatağın tağ hissəsində daha təhlükəli olmasını nəzərə alaraq, mərkəzdən qanadlara doğru quyular seçilmişdir. Hər bir quyunun məlumatlarına və vəziyyətinə uyğun olaraq, təmir işlərinin görülməsi nəzərdə tutulur.

Metodlar: I mərhələdə görülməsi nəzərdə tutulan işlər yekunlaşmışdır. Belə ki, ləğv edilmiş 141 quyudan 5 quyuda ləğv etmə işləri son illər yenidən işlənmiş təlimata uyğun aparılmışdır (72,

124, 132,179 və 425 sayılı quyular).Həmçinin fəaliyyətsiz fondda olan 120, 150 və 431 sayılı quyulardan ləğv etmə işləri görülmüşdür.

Yatağın mərkəzi hissəsində qazılmış daha 11 quyuda (93, 98, 123, 128, 300, 168, 177, 180, 276, 299 və 402 sayılı) ləğv etmə işlərinin vəziyyətinin araşdırılması üçün FHN-nin Sənayedə İşlərin Təhlükəsiz Görülməsi və Dağ-Mədən Nəzarəti Dövlət Agentliyindən icazə alınmış və əsaslı təmir briqadaları tərəfindən bu quyularda təmir işləri aparılmışdır.

Ləğv olunmuş 300 sayılı quyunu istismara qaytarmaq üçün təmir işləri görülmüş, quyuyu istismara qaytarılmışdır. 177 sayılı quyudan qəzalılı borular qaldırılmış və quyuyu VIIa və VII horizontlarına istismara qaytarılmışdır. 299 və 128 sayılı quyuda təlimata uyğun ləğv etmə işləri aparılmışdır



Şəkil 2. Qaradağ yatağı-64 quyuyu

II tektonik blok	III tektonik blok
VII horizont – 9 quyuyu	VII horizont – 29 quyuyu
VIIa horizont – 16 quyuyu	VIIa horizont – 2 quyuyu
VIIa+VII horizont – 5 quyuyu	VIIa+VII horizont – 3 quyuyu

II mərhələdə 10 quyuda ləğv etmə işlərinin vəziyyətinin araşdırılması və təmir işlərinin aparılması nəzərdə tutulur (110, 115, 125, 160, 169, 178, 216, 274, 280, 286, sayılı quyular). O cümlədən 4 quyuyu 169, 274, 280 və 286 sayılı quyular konservasiyada olan, digərləri isə ləğv olunmuş quyulardır. 125, 110 və 216 sayılı quyular Ə.C.Əmirov adına NQÇİ-nin balansındadır.

III mərhələdə 22 quyuda ləğv etmə işlərinin vəziyyətinin araşdırılması və təmir işlərinin aparılması nəzərdə tutulur (78, 97, 99, 118, 131,133, 134, 135,140, 145, 147, 156, 170, 171, 189, 218, 226, 283, 291, 294, 298 və 306 sayılı quyular). Bu quyulardan 283 sayılı quyuyu



konservasiyada, digərləri isə ləğv olmuş quyulardır. 294 sayılı quyu isə Ə.C.Əmirov adında NQÇİ-nin balansındadır.

IV mərhələdə 14 quyuda ləğv etmə işlərinin vəziyyətinin araşdırılması və təmir işlərinin aparılması nəzərdə tutulur (149, 161, 167, 172, 175, 203, 304, 403, 404, 424, 428, 429, 452 və 466 sayılı quyular). Bu quyuların hamısı ləğv olmuş quyulardır.

V mərhələdə yatağın mərkəzindən kənarında yerləşən 11 quyuda ləğv etmə işlərinin vəziyyətinin araşdırılması və təmir işlərinin aparılması nəzərdə tutulur. Bunlar 105, 164, 200, 206, 207, 209, 213, 215, 225, 230 və 303 sayılı ləğv olunmuş quyulardır.

I-V mərhələlərində təmiri nəzərdə tutulan 68 quyudan istismarı texniki və geoloji cəhətdən mümkün olan quyular seçilərək qazvurmaya və qazgötürməyə qoşulacaq. Yararsız quyularda isə təlimata uyğun ləğv etmə işləri aparılmalıdır.

Araşdırmalar nəticəsində məlum olmuşdur ki, yataqda 40 quyu V horizonta qazılmışdır. Bu 40 quyudan 7-si konservasiyadadır (21, 46, 56, 61, 76, 82 və 101 sayılı quyular). 33 quyu isə ləğv olmuş quyulardandır (7, 12, 14, 19, 22, 26, 30, 32, 33, 34, 37, 38, 41, 43, 44, 47, 51, 54, 59, 62, 64, 66, 71, 74, 75, 77, 80, 81, 84, 85, 87, 89 və 100 sayılı quyular). Məhsuldar qatın V horizontundan qaz anbarı kimi istifadə edilmədiyi üçün bu quyuların hamısı təlimata uyğun ləğv edilməlidir. VI mərhələdə bu quyuların üzərində ləğv etmə işləri aparılması nəzərdə tutulur.

Yataqda qazılmış 62 quyu dənizdə yerləşir. Bu quyulardan 13 quyu konservasiyada olan quyulardır (91, 92, 94, 95, 112, 117, 122, 141, 148, 154, 159, 195 və 238 sayılı quyular). 1 quyu isə fəaliyyətsiz fondada olan quyudur (121 sayılı quyu). 48 quyu isə ləğv olmuş quyulardır (79, 90, 96, 104, 108, 111, 113, 142, 143, 144, 151, 152, 153, 157, 158, 162, 166, 176, 181, 182, 183, 184, 187, 194, 196, 197, 198, 199, 201, 202, 204, 231, 233, 234, 235, 236, 240, 244, 281, 282, 284, 288, 289, 290, 295, 309, 325 və 341 sayılı quyular).

VII mərhələdə dənizdə qazılmış quyularda işlərin görülməsi nəzərdə tutulmalıdır. İndiki şəraitdə bu quyularda iş görmək üçün texniki imkanlar yoxdur. Lakin bu quyular daim nəzarət altında saxlanılmalıdır ki, hər hansı bir quyuda qaz təzahürü baş verərsə, onun aradan qaldırılması üçün təcili tədbirlər görülsün.

Konservasiyada olan 13 və fəaliyyətsiz fondada olan 1 quyu dənizdədir və quyularda heç bir ləğv etmə işləri aparılmayıb. Bu 14 quyunun vəziyyətini araşdırmaq və lazım gələrsə, bu quyularda ləğv etmə işlərinin aparılması üçün tədbirlər görmək lazımdır.

Nəticə: 1.Yekun olaraq qeyd etmək lazımdır ki, Qaradağ Yeraltı Qaz Anbarının hermetikləşdirilməsi qaz anbarında yaranan problemlərin və onlara qarşı mübarizə aparmaq üçün əlverişli sayılır.Yenidənqurma və genişləndirmə işləri vasitəsi ilə aktiv qaz həcmnin artırılması prosesi baş verir.

2.Təklif olunan metodların əsas üstünlüyü bütün ləğv olunmuş və konservasiyada olan fond quyuları yenidən tədqiq etmək, anbarın işinə yararlı olan köhnə quyular təmir edilərək, qazvurma-qazgötürmə proseslərinə qoşulur.

ƏDƏBİYYAT

1. A.X.Mirzedjanzade, M.Ə.İskənderov, M.Ə.Abdullayev,R.Q.Ağayev, S.M.Aliyev, A.Dj.Amirov, A.F.Gasimov. Neft və qaz yataqlarının işlənməsi və istismari. Azərneftneşr, 1980



2. Mirzedjanzade A.X., İskəndərov M.A., Ağayev R.Q. və başqaları. Neft və qaz yataqları istismarı və işlənməsinin nəzəri əsasları. Azərneftneşr, 1960
3. Smirnov A.S, Şirkovski A.İ. I hisse, Qazın shıxarılması və neql edilməsi. Azərneftneşr, 1959.

Publication history

Article received: 22.04.2022

Article accepted: 06.05.2022

Article published online: 18.05.2022



INVESTIGATION OF FACTORS INFLUENCING THE BENDING OF INCLINED WELLBORE

¹Ziya Huseynov, ²Azad Bagirov

^{1,2}Azerbaijan State University of Oil and Industry, ^{1,2}faculty of Gas-oil Mine, ¹master's degree, ²PhD

E-mail: azadbagirov@gmail.com; ziyahuseynov00@gmail.com

ABSTRACT

The relevance of the topic is due to the need for more accurate design and selection of the design of the bottom hole assembly (BHA) for non-oriented control of the wellbore trajectory during drilling, well development and opening of productive horizons, taking into account the influence of mining and geological and technical and technological conditions of drilling.

A review of literature sources showed that there are several calculation methods that allow, with a certain degree of accuracy, to select the BHA for guiding sections of stabilization, gain (increase) and decline (decrease) of the zenith angle. The main disadvantage of these methods is the difficulty in selecting the BHA for areas of low-intensity set and decline in the zenith angle, especially in unfavorable mining and geological conditions for drilling wells. In this regard, in order to increase the efficiency of drilling wells in complex mining, geological and technological conditions of drilling a wellbore, it becomes necessary to improve the methodology for calculating the BHA.

From a technical point of view, the efficiency of the non-orientated drilling method depends on the perfection of the designs of support-centering elements (SCE) of adjustable diameter, which can be located both in the places where the BHA elements are attached to each other, and on the smooth part of the downhole motor body or drill collar.

The application of horizontal well technology in Azerbaijan is justified. Numerous exploration wells in different regions of Azerbaijan have been explored in different years, but many oil and gas fields have not been discovered due to the complexity of the geological structure of the regions and the incorrect placement of vertical exploration wells

In the test tool sets used, the packer has the largest diameter. Therefore, during tripping operations, under the action of pressing forces, the packer rubs against the walls of the well, as a result of which the surface of the sealing collar and its metal supports wear out, the sealing ability of the packer deteriorates, and its durability decreases.

It is known that wear from abrasion depends on the magnitude of the contact pressure, coefficient and path of friction. When the tool is lowered into a directional well, the contact pressure on the packer is created by pressing forces arising under the action of the mass of the tool and axial tension. Therefore, ceteris paribus, the wear of the packer will be the greater, the greater the angle of curvature of the wellbore, since this increases the pressing forces and the friction path.

Based on extensive practical experience, it has been established that the best separation of the test interval is achieved with a composite position of the packer and the wellbore. But in deviated and inclined sections of the well, the composition of the packer with the wellbore is not always possible due to the effect of pressing forces on the packer. In addition, when transferring with a compressive load on the packer, bending forces occur in the curved sections of the assembly, which also create pressing forces. These beating forces can also cause permanent bending of the



packer rod, since it has the smallest moment of resistance compared to other components of the layout.

Keywords: inclined well, zenith angle, drilling line, anisotropy indicators, trajectory

MAILI QUYU LÜLƏSİNİN ƏYİLMƏSİNƏ TƏSİR EDƏN AMİLLƏRİN TƏDQIQI

¹Ziya Hüseynov, ²Azad Bağirov

^{1,2}Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Qaz-Neft Mədən, ¹magistr, ²dosent

E-mail: azadbagirov@gmail.com; ziyahuseynov00@gmail.com

XÜLASƏ

Qazma, quyuların işlənməsi və məhsuldar horizontların açılması zamanı quyu trayektoriyasına qeyri-yönümlü nəzarət üçün dib quyu qurğusunun (BHA) daha dəqiq layihələndirilməsi və konstruksiyasının seçilməsinə ehtiyac ilə bağlıdır.

Ədəbiyyat mənbələrinin nəzərdən keçirilməsi göstərdi ki, zenit bucağının sabitləşmə, qazanma (artım) və azalma (azalma) bölmələrini istiqamətləndirmək üçün BHA-nı müəyyən dərəcədə dəqiqliklə seçməyə imkan verən bir neçə hesablama metodu var. Bu üsulların əsas çatışmazlığı zenit bucağının aşağı intensivliyi olan çöküntü və eniş sahələri üçün, xüsusən də quyuların qazılması üçün əlverişsiz mədən-geoloji şəraitdə BHA-nın seçilməsində çətinlikdir. Bununla əlaqədar, quyu lüləsinin qazılmasının mürəkkəb mədən, geoloji və texnoloji şəraitində quyuların qazılmasının səmərəliliyini artırmaq üçün BHA-nın hesablanması metodologiyasının təkmilləşdirilməsi zəruri olur.

Texniki nöqtəyi-nəzərdən, istiqamətləndirilməyən qazma metodunun səmərəliliyi həm BHA elementlərinin qoşulduğu yerlərdə yerləşdirilə bilən tənzimlənən diametrlı dayaq mərkəzləşdirmə elementlərinin (SCE) dizaynlarının mükəmməlliyindən asılıdır.

Açar sözlər: maili quyu, zenit bucağı, qazma xətti, anizotropiya göstəriciləri, trayektoriya.

Giriş: Maili quyuların qazılması təcrübəsi göstərir ki, faktiki trayektoriyalar layihə profilinə tam uyğun gəlmir. Quyu lüləsinin layihədən kənara çıxmasına bir sıra geoloji, texniki və texnoloji amillər təsir edir. Bu amillərin layihə trayektoriyasının həyata keçirilməsinə təsir dərəcəsi hələ də kifayət qədər öyrənilməmişdir, lakin onların əhəmiyyətinin qiymətləndirilməsi müəyyən bir sapma dəhlizində faktiki quyunun qazılmasını təmin edəcək texniki və texnoloji şərtləri proqnozlaşdırmağa imkan verir. Düzbucaqlı meyilli bölmə (zenit bucağının və ya üfüqi sabitləşməsi) dizayn trayektoriyasını çərkəkən ən uzun və ən vacib hissələrdən biridir. Onun qazılması iki üsulun birləşməsi ilə həyata keçirilir. Yuxarıda deyilənlərdən belə nəticə çıxır ki, maili quyu lüləsi üçün texniki və texnoloji tövsiyələrin işlənilməsi və qazma kəmərinin aşağı hissəsinin yerləşdirilməsi parametrlərinin optimallaşdırılması təxirəsalınmaz vəzifədir ki, onun həlli texniki-iqtisadi göstəriciləri yaxşılaşdıracaqdır.



Məqsəd: Stabilləşdirmə seksiyasının yerləşdirilməsi texnologiyasını və qazma xəttinin aşağı hissəsinin sxeminin parametrlərini optimallaşdırmaqla istiqamətləndirici quyuların layihə trayektoriyasını təmin etmək üçün texniki və texnoloji həllərin işlənilib hazırlanması.

Metodlar: Neyroşəbəkə texnologiyasından istifadə edilən proqnoza əsasən, sabitləşmə bölməsi üçün optimal şərtlər hazırlanır ki, onların həyata keçirilməsi trayektoriyanı təmin edir.

Quyuların trayektoriyasına istiqamətlənmiş və qeyri-yönümlü nəzarət zamanı geoloji amillər (süxurların müəyyən xassələrinin və ya quyuların ayrılıyına səbəb olan onların vəziyyətinin təzahürü) əhəmiyyətli təsir göstərir. Quyuların ayrılıyında əsas amil süxurun mexaniki xassələrinin heterojenliyi hesab edilməlidir. Bu heterojenlik nə qədər yüksək olarsa, geoloji amillərin təsiri bir o qədər təsirli olur [5, 19]. Quyuların ayrılıyına təsir edən əsas geoloji amillərə laylanma, şist, çatlama, süxurların anizotropiyası; müxtəlif sərtlikdə olan süxurların fasiləliliyi və layların horizonta meyl dərəcəsi (şaquli quyular üçün; maili quyular üçün - quyuların oxlarının normaldan süxur yatağı müstəvisinə kənara çıxmaları); məsaməlilik, yumşaq birləşməmiş və ya ciddi şəkildə dağılmış süxurların zonaları və sahələri, müxtəlif növ disjunktiv pozulmalar; boşluqlar, yumşaq birləşməmiş süxurlarda bərk daxilolmalar və s. [5, 40]. Hər bir geoloji amil quyunun ayrılıyına bu və ya digər dərəcədə təsir göstərir. Yerli və xarici ədəbiyyatın geniş təhlili daha çox təsir göstərən bir sıra amilləri üzə çıxarır. Buraya aşağıdakılar daxildir: süxurların anizotropiyası, quyu oxunun süxurların yatması müstəvisinə meyl bucağı və müxtəlif sərtlikdəki süxurların interlaylarının tez-tez fasilələri. Bu üç geoloji amilin təsiri süxur kəsən alətin süxurla qarşılıqlı əlaqəsi zamanı quyu lüləsinin trayektoriyasının dəyişməsinə böyük ölçüdə xarakterizə edir.

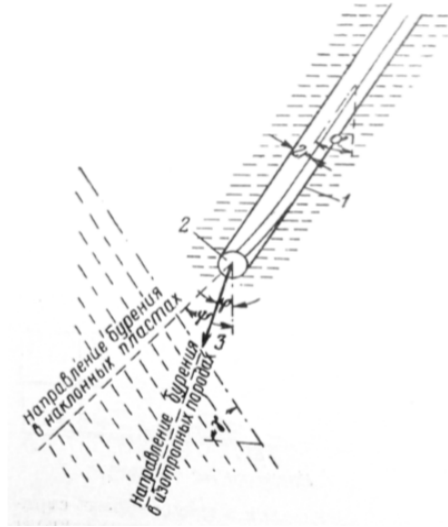
Ümumiyyətlə, geoloji amillərin bölünməsi kifayət qədər şərtidir, çünki çox vaxt bu və ya digər şəkildə onların hərəkəti məcmu halda təzahür edir. Məhz buna görə də müəyyən şərtlər daxilində hər hansı konkret faktora tam olaraq istinad etmək mümkün deyil. Lakin onların aqreqatdakı təsirini başa düşmək üçün quyuların ayrılıyının geoloji səbəblərini diferensial nəzərdən keçirmək lazımdır. Təəssüf ki, müxtəlif tədqiqatçılar tərəfindən bu səbəblərin təsirinin təhlilinin nəticələri həmişə üst-üstə düşür.

A.E.Kolesnikov və N.Ya. Melentyev də bu sahənin bir çox tədqiqatçıları kimi quyu lüləsinin ayrılıyının istiqamətinə və intensivliyinə ən çox geoloji amillərin təsir etdiyinə inanır [5]. Q.Vuds və A.Lübinskinin [5] işində müəyyən edilmişdir ki, quyuları qazarkən bit lay yüksəlmə istiqamətində kənara çıxmağa meyillidir. Buna görə də, qazma istiqaməti bitə tətbiq olunan qüvvənin istiqamətinə uyğun gəlmir. Belə bir hadisənin baş verməsi üçün yataq müstəvisi boyunca süxurların qazma qabiliyyəti perpendikulyar istiqamətdən bir qədər az olmalıdır. Yataq müstəvisinə paralel istiqamətdə və ona perpendikulyar istiqamətdə qazma qabiliyyəti arasındakı nisbi fərq Q.Vuds və A.Lübinski tərəfindən anizotropiyanın qazma göstəricisi kimi müəyyən edilir. Lubinsky və Woods düsturla müəyyən edilən sözdə anizotropiya indeksini təqdim etdilər:

$$1 - I_{ANI} = \frac{D_1}{D_2}$$

D₁ - anbarın yaranmasına paralel olaraq süxurun dağılması; D₂ - anbarın yaranmasına perpendikulyar olan süxurun dağılması. İzotrop süxurlar üçün = 0. Düz, lakin kənara çıxan quyunun qazılması nümunəsini və bitə tətbiq olunan qüvvənin istiqaməti ilə şaquli arasında müəyyən bucağın əmələ gəldiyi şərtlər toplusunu nəzərdən keçirək. Qərbi Texasda, Orta Qitədə

və Qayalı Dağlarda tapılanlar kimi sərt qayada əyilmiş yataq dəstləri bitin qalxma istiqamətində sapmasına səbəb olur. Buna görə də, qazma istiqaməti bitə tətbiq olunan qüvvənin istiqamətinə uyğun gəlmir. Belə bir hadisənin baş verməsi üçün yataq müstəvisi boyunca süxurların qazma qabiliyyəti perpendikulyar istiqamətdən bir qədər az olmalıdır. Döşəmə müstəvisinə paralel istiqamətdə və ona perpendikulyar istiqamətdə qazma qabiliyyəti arasındakı nisbi fərq qazma anizotropiya indeksi adlanacaq və h hərfi ilə işarələnəcəkdir. Aydındır ki, $h = 0$ izotrop süxura uyğundur. Qazma ilə əlaqəli hadisələri izah etmək üçün 0-dan 0.75-ə qədər h dəyərlərindən istifadə edin.



Şəkil 1. Maili yataq dəstləri.

1 – toxunma nöqtəsi; 2 - kəski; 3 - bitə tətbiq olunan qüvvə. Horizontal anizotrop süxurlarda quyuların kənara çıxması.

Anizotropiya indeksinin h -nin müxtəlif qiymətlərinə uyğun gələn ölçüsüz vahidlərlə ifadə olunan ox yükündəki tarazlıq şərtlərinə nisbətən asılılıq ayrılıqlarını göstərir. Şəkildən belə çıxır ki, quyunun izotrop süxurlarda mailliyi ($h = 0$) üfüqi uzanan anizotropdan iki-üç dəfə çox ola bilər. Yayılmış laylarda qazma şəraitini nəzərdən keçirərkən bir sıra anizotropiya göstəriciləri əldə olunsa da, eyni nizamlı anizotropiya göstəricilərindən istifadə etməklə Kansasın anizotrop üfüqi laylarında qazma zamanı quyuların cüzi ayrılığını izah etmək olar. Üfüqi formasıyalar üçün tarazlıq bucağını müəyyən etmək nisbətən asandır.

Bu vəzifə maili qayalarla çətinləşir. Bu bucağı təyin etmək üsulu Əlavədə izah ediləcək, nəticələr 0,025 anizotropiya indeksləri üçün müvafiq olaraq Bu qrafiklər müxtəlif enmə bucaqları üçün ayrılıqları tərtib edir (düşmə bucağı yataq müstəvisi ilə üfüqi müstəvi arasındakı γ bucağıdır). Hər üç qrafikdə tarazlıq bucağının yaxası borular və quyunun divarları arasındakı boşluqdan santimetrlə asılılığı göstərilir. Əyrilər ölçüsüz vahidlərlə ifadə olunan bit üzrə müxtəlif çəkilər üçün verilmişdir. Texniki səbəblər ən başlanğıcda (quyu ağzından) və ya qazma prosesi zamanı təsir göstərə bilər. Başlanğıcda sapmaya səbəb olan səbəblərə səhvlər daxildir

Yerüstü qazma avadanlığı və ya onların düzgün quraşdırılmaması, çuxurun oxu ilə rotorun oxu ilə istiqamət oxu arasında uyğunsuzluq, tac blokunun dayağın oxuna nisbətən zəif mərkəzləşməsi, əyilmiş qazma borularının olması və Kelly qazma simində. Qazma prosesi zamanı trayektoriyanın



əyriliyinə təsir edən amillərə quyuda BHA-nın əyilmə və ya yanlış düzülmə ehtimalına səbəb olan amillər daxildir.

Bunlara aşağıdakılar daxildir: BHA parametrləri, süxur kəsici alətin növü və konstruksiya xüsusiyyətləri, BHA-nın qazma şərtlərinə uyğun gəlməməsi, qazma siminin yivli birləşmələrində (xüsusilə aşağı hissədə) yanlış düzülmə. konduktor, quyularda qəzalar və s. [1, 42]. Quyuların əyriliyini müəyyən edən texnoloji səbəblərə qazma rejiminin parametrləri, süxurların dağılması prosesinin xarakteri, quyuda BHA-nın kinematikası, dinamikası və iş şəraiti (qazma yaxası və quyuların diametrlərinin düzgün nisbəti, cihazların sayının, quraşdırma yerlərinin və konstruksiyanın səhv seçilməsi ilə şərtləndirilir.

Bu amillər bit üzərində əyilmə qüvvəsinin böyüklüyünü və istiqamətini, quyuların divarı ilə BHA, ROP və s. arasında boşluqların əmələ gəlməsini müəyyən edir. Texnoloji amillərin təsiri dib və quyuların divarlarının qeyri-bərabər qazılmasına, quyuların divarı ilə BHA arasında boşluqların əmələ gəlməsinə, bitdə, aşağı və ya yüksək ROP-da əyilmə qüvvəsinin artmasına və ya azalmasına səbəb ola bilər. Onların hamısı quyuların lüləsinin əyriliyinin intensivliyinə təsir göstərir.

Maili quyuda BHA eksenel sıxıcı qüvvələrin, öz çəki qüvvələrinin eninə komponentlərinin və onlara uyğun əyilmə momentlərinin təsirinə məruz qalır və onun elastik oxunun deformasiyasına səbəb olur. Kənar quyuların qazılması üçün BHA-lar müxtəlif əyilmə sərtliyinə, vahid uzunluğa düşən çəkiyə və xətti ölçülərə malik olan kəsik konstruksiyalı qazma yaxası, hidravlik quyuların mühərrikləri (turboqazma və vintli quyuların mühərrikləri) əsasında layihələndirilir. BHA-nın ayrı-ayrı bölmələrinin sərtliyinə və xətti ölçülərinə olan tələblərin işlənməsi onun dizaynında BHA-nın funksionallığını əhəmiyyətli dərəcədə müəyyən edən mühüm mərhələdir. Tələblər BHA kəsiyinin qazma siminin yuxarı hissəsi ilə qarşılıqlı təsiri şəraitində onun deformasiyasının öyrənilməsi əsasında hazırlana bilər.

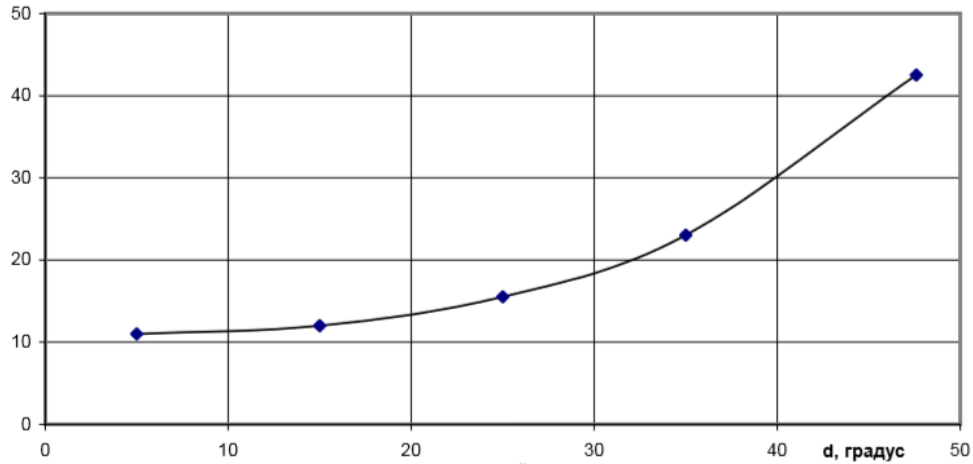
Maili quyuda qazma tirinin aşağı hissəsinin elastik oxunun həndəsəsi əsasən eninə çəki qüvvələri ilə müəyyən edilir və qazma siminin aşağı hissəsinin tarazlığının düzxətti formaları yoxdur. Buna görə də, istiqamətli qazma üçün BHA layihələndirilərkən, qazma siminin dayanıqlığı konsepsiyasına əsaslanaraq şaquli qazma üçün hazırlanmış sərtliyin və xətti parametrlərin seçilməsi üçün tövsiyələrdən istifadə etmək mümkün deyil.

İstiqamətli qazma işlərinin həcmində artması ilə quyuların lüləsinin şaquli istiqamətdən əhəmiyyətli kənarlaşmaları olan quyularda lay sınaqlarının sayı artmışdır. İstiqamətli quyularda lay sınağı şaquli quyularda olduğu kimi eyni əsas və köməkçi əməliyyatları əhatə edir. Lakin istiqamətli quyularda PI-nin tətbiqinin uğuruna quyuların lüləsinin əyriliyinin səbəb olduğu bir sıra amillər təsir edir.

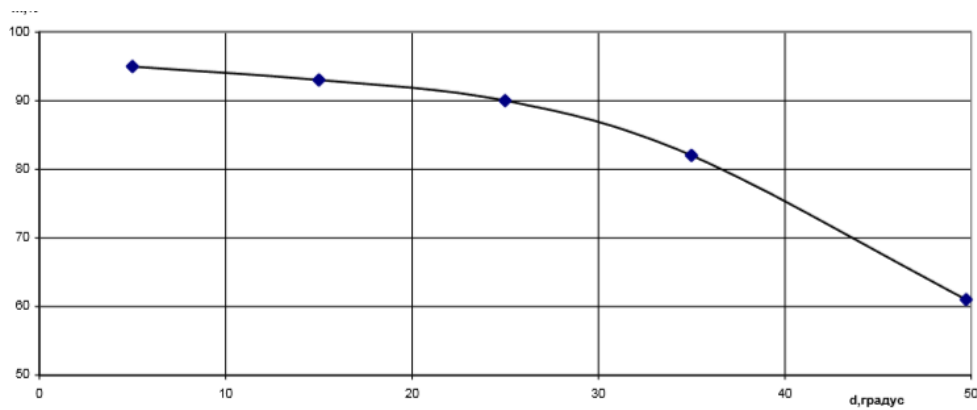
Müxtəlif əyriliyə malik quyularda layların sınaqdan keçirilməsinin nəticələrinin təhlili quyuların α əyrilik bucağından iş keyfiyyətinin müəyyən asılılığını müəyyən etməyə imkan verdi. Beləliklə, α -nın 25-30 dərəcəyə qədər artması ilə uğursuz əməliyyatların sayı əhəmiyyətsiz dərəcədə artır. Lakin onun daha da artması ilə uğursuz əməliyyatların faizi nəzərəcarpacaq dərəcədə artır və $\alpha = 50$ dərəcə olan quyularda onların sayı 46%-ə çatır.

Kənar quyularda işin uğursuz və keyfiyyətsiz olmasının xarakterik səbəbləri qablaşdırıcı qurğunun sızması, alətin quyulara çatmaması və əhəmiyyətli əyilmə qüvvələrinin təsiri altında qarşılıqlı hərəkət edən hissələrin tıxanması nəticəsində sınaq avadanlığının sıradan çıxmasıdır. Bununla belə, quyuların lüləsinin əyriliyi, xüsusilə α -nın böyük dəyərlərində qablaşdırıcı qurğusunun sıxlığına ən çox təsir göstərir. Əyrilik bucağı 42-50 dərəcə olan quyularda KII-146-nın köməyi ilə 13 obyekt sınaqdan keçirilərkən qablaşdırıcı qurğunun sızması səbəbindən beş əməliyyat (38,5%) uğursuz alınıb.

Mexanik sıxılma qablaşdırıcıları sınaq alətinin quyuya endirildiyi boru kəmərinin kütləsinə görə eksenel yük tətbiq etməklə təyin olunur. Bununla belə, istiqamətləndirici quyularda kəmərin bütün kütləsi qablaşdırıcıya verilə bilməz, çünki onun bir hissəsi quyunun əyri və maili hissələrində quyunun divarları tərəfindən qəbul edilir, digər hissəsi isə çuxurun aşılmasına sərf olunur. aşağıya doğru hərəkət edərkən kəmərin quyuların [2] divarları ilə qarşılıqlı təsiri nəticəsində yaranan müqavimət qüvvələri. Hətta əyilmə bucağı az olan spiral profilli quyularda da boru kəmərinin kütlə itkisi 40%-ə qədər olur [3]. Yamacın bucağı nə qədər böyükdürsə, sütunun kütləsinin böyük hissəsi şaftın divarları tərəfindən qəbul edilir və müqavimət qüvvələrinin öhdəsindən gəlməyə sərf olunur. Nəticədə, bəzən boru kəmərinin kütləsindən gələn eksenel qüvvə qablaşdırıcıya lazımı yükü təmin etmək üçün kifayət etməyə bilər.



Şəkil 2. Uğursuz əməliyyatların sayının n-nin quyunun əyrilik bucağından asılılığı



Şəkil 3. Qablaşdırma qurğusunun m hermetik quraşdırılması ilə əməliyyatların sayının quyunun əyrilik bucağından asılılığı

Buna görə qablaşdırıcıya kifayət qədər yük yaratmaq imkanını əvvəlcədən müəyyən etmək vacibdir. Tələb olunan yükü qazma yaxası (DC) montaja daxil etməklə, iri diametrlı borulardan istifadə etməklə, borulara ilkin olaraq tökülən mayenin həcmi və sıxlığını artırmaqla və s. Sınaq alətləri dəstlərində boru kəmərinin çəkisi ilə təmin edilə bilər. istifadə olunur, qablaşdırıcı ən böyük diametrə malikdir. Buna görə də, açma əməliyyatları zamanı, sıxma qüvvələrinin təsiri



altında, qablaşdırıcı quyunun divarlarına sürtülür, nəticədə kipləşdirici yaxa və onun metal dayaqlarının səthi köhnəlir, qablaşdırıcının möhürləmə qabiliyyəti pisləşir və onun davamlılığı azalır.

Məlumdur ki, aşınmadan aşınma təması təzyiqinin böyüklüyündən, əmsalından və sürtünmə yolundan asılıdır. Alət istiqamətli quyuya endirildikdə, qablaşdırıcı üzərində təması təzyiqi alətin kütləsi və eksenel gərginliyin təsiri altında yaranan təzyiq qüvvələri tərəfindən yaradılır. Buna görə də, bir qayda olaraq, qablaşdırıcının aşınması nə qədər böyük olarsa, quyu lüləsinin əyilmə bucağı da bir o qədər çox olacaqdır, çünki bu, basma qüvvələrini və sürtünmə yolunu artırır.

Təcrübədə, alətin 1 qaçışı zamanı möhürləyici yaxası və onun metal dayaqlarının 2-2,5 mm birtərəfli aşınması müşahidə edilmişdir. Bu baxımdan, böyük əyrilik bucaqları olan quyularda işləyərkən qablaşdırıcının abraziv aşınmasının qarşısını almaq üçün qablaşdırıcı qurğunun sxeminə mərkəzləşdirmə elementlərini daxil etmək lazımdır.

Bununla belə, montajda metal mərkəzləşdiricilər istifadə edildikdə, yapışma riski artır. Geniş praktik təcrübəyə əsaslanaraq müəyyən edilmişdir ki, sınaq intervalının ən yaxşı ayrılması qablayıcı və quyu lüləsinin birləşmə mövqeyi ilə əldə edilir. Lakin quyunun əyilmiş və maili seksiyalarında qablaşdırıcının quyu lüləsi ilə tərkibi həmişə sıxışdırıcı qüvvələrin qablaşdırıcıya təsiri ilə mümkün olmur. Bundan əlavə, qablaşdırıcıya sıxıcı bir yüklə köçürərkən, montajın əyri hissələrində əyilmə qüvvələri meydana gəlir ki, bu da basma qüvvələrini yaradır. Bu döymə qüvvələri həm də qablaşdırma çubuğunun daimi əyilməsinə səbəb ola bilər, çünki layoutun digər komponentləri ilə müqayisədə ən kiçik müqavimət anına malikdir.

Beləliklə, istiqamətli quyularda sınaq intervalının izolyasiyasının sıxlığına ox kompressor qüvvələrinin qablaşdırıcıya ötürülməsi imkanlarının məhdud olması səbəbindən quyu lüləsinin ayrılığı, səthin vəziyyətinin və diametrinin dəyişməsi nəticəsində yaranan bəzi amillər təsir göstərir. Quyu lüləsinin əyilmiş və maili seksiyalarında quyu lüləsindən aşağı enərkən onun sürtünməsi nəticəsində qablaşdırıcı, qablaşdırıcının quyu lüləsi ilə mərkəzləşdirilməsi şərtlərinin pisləşməsi, işləmə və ya bərkitmə prosesi zamanı qablayıcı çubuğun mümkün əyilməsini təmin edir.

Nəticə: Quyunun zenit bucağının və azimutunun qeyri-yönümlü qurulması və ya tənəzzülü və sabitləşdirilməsi üçün nəzərdə tutulmuş müxtəlif ölçülü BHA-ların işlənməsi və istismarı sahəsində aparılan tədqiqatların məlum nəticələrinin təhlili göstərdi ki, BHA-nın işlənməsi zamanı quyunun ayrılığına quyunun qazılmasının geoloji-texniki və texnoloji şəraitinin təsirini nəzərə almaq lazımdır.

Dördüncü dərəcəli diferensial tənliklər sisteminə əsaslanan və quyunun yuxarı sərhədinin hamar "ayrılması" zonasında quyu divarının sıfır reaksiyasını nəzərə alaraq, BHA-nın uzununa-eninə deformasiyasının analitik həlli təqdim olunur.

Problemin mürəkkəbliyini və praktik istifadə imkanlarını azaltmaq üçün onun 4 və ya daha çox OCE-li BHA üçün həlli Laplas çevrilmələrindən istifadə etməklə əldə edilmişdir. Qazma, çuxurun işlənməsi və məhsuldar üfüqlərin açılması üçün BHA strukturlarının dizaynı və seçilməsi üçün texnoloji reqlamentlərin işlənilməsində istifadə edilmişdir.

Quyu lüləsinin trayektoriyasına qeyri-yönümlü idarəetmə üçün BHA konstruksiyalarını seçərkən, onun dayanıqlığına dağ-mədən və geoloji və texnoloji amillərin təsirini nəzərə alaraq, onların əsas texnoloji parametrləri yalnız Q bitində əyri qüvvənin dəyərini deyil, həm də qütbün əyilməsini əhatə etməlidir.



Eyni zamanda iki çıxış meyarının yerinə yetirilməsini proqnozlaşdırmaq üçün "təlim olunmuş" və sınaqdan keçirilmiş neyron şəbəkəsinin istifadəsi müəyyən bir dəyər diapazonunda sabitləşmə bölməsinin aparılması şərtlərini tövsiyə etməyə imkan verdi: zenit bucağında $\pm 0,2^\circ$, azimutda $\pm 1,5^\circ$.

ƏDƏBİYYAT

1. Gilyazov R.M., Ramazanov G.S., Yanturin R.A. Yan yollarla quyuların tikintisi texnologiyası. -Ufa: Monoqrafiya, 2002. -290 s.
2. Dorodnoe I.P. Quyuların qazılması və yan yolların qazılması ucun qazma kemerinin dibinin eksentrik sxemi//Neft. meiset -2000. -#1. -İLE. 22-24.
3. Yanturin R.A. Tenzimlənən diametrlı OCE-nin col sınaqlarının neticələrinin təhlili// Proseslər. hesabat 54 elmi-texniki konf. tələbələr, aspirantlar və gənc alimlər. - Ufa: UGNTU nesriyyatı, 2003. - S. 207.
4. Yanturin R.A., Boris A.A. Dörd OCE ilə BHA-nin arasıdırılması// Proseslər. hesabat 54 elmi-texniki konf. tələbələr, aspirantlar və gənc alimlər. - Ufa: UGNTU nesriyyatı, 2003. - S. 207.
5. Gilyazov R.M., Gibadullin N.Z. Maili quyuların qazılması ucun dağ-mədən və texnoloji seritdə dəyişikliklərə BHA-nin dayanıqlığının tədqiqi//Hasilat, qazma və neft emalı texnologiyalarının təkmilləşdirilməsi. - Ufa: BashNIPineft nesriyyatı, 2000. -174s.

Publication history

Article received: 21.04.2022

Article accepted: 04.05.2022

Article published online: 18.05.2022



PARAFFIN PROBLEMS IN THE PRODUCTION AND TRANSPORTATION OF CRUDE OIL

¹Madat Garayev, ²Mahmud Mammadov, ³Gafar Ismayilov

^{1,2,3}ASOİU, ¹Rapid Solutions LTD. Azerbaijan, technician, master's degree, ²Baker Hughes Azerbaijan, ²Wireline Field Specialist, ²master's degree, ³professor

E-mail: medet.garayev@gmail.com, mammadovmahmud@gmail.com, asi_zum@mail.ru

ABSTRACT

Problems with the crystallization and deposition of paraffin waxes during the extraction and transportation of crude oil cause the oil industry billions of dollars in losses each year. The purpose of this article is to present knowledge of such problems in a systematic and comprehensive manner. The main aspects of these problems were identified, the characteristics of paraffins and their solubility were discussed. The main reason for this problem is the definitive identification of the problems caused by n-paraffins. Comprehensive discussions on the mechanism of crystallization of paraffins are included. Compounds other than n-paraffins, especially asphaltenes and resins, have a significant effect on the solubility of n-paraffins. In assessing the wax potential of crude oil, the climate of the area should be taken into account. Under the most favorable conditions, n-paraffins form clearly defined orthorhombic crystals, but unfavorable conditions and the presence of impurities lead to hexagonal and / or amorphous crystallization. Gelling properties are affected in the same way. Attempts have been made to classify paraffin problems as problems caused by high pressure in the pipeline, high restart pressure and subsidence on the pipe surfaces. The main aspects and mechanism of these measurements are described. Wax deposition depends on the flow rate, the temperature difference between the raw material and the pipe surface, the cooling rate and the surface properties. Finally, the methods available in the literature are considered to predict ways to assess these problems and mitigate them. The main priority is to standardize these methods in favor of the industry.

The challenges related with paraffin crystallization and deposition during crude oil extraction and transportation are well documented. Many researchers have contributed to our understanding of this topic via extensive investigation. Chemical expenses, production decreases, well shutdowns, lower capacity utilization, flowline clogging, equipment failure, the need for more capacity, and increased attention from people all cost the oil industry billions of dollars each year. In their search for technical/economic solutions, oil field operators must have a thorough awareness of such difficulties. The foundations of these issues are covered in this article, as well as the mechanisms of wax crystallization, gelation, and precipitation, as well as laboratory methods for forecasting and measuring these issues.

Wax crystallization and the formation of paraffin deposits is a common type of complications that occur during the production and transportation of oil. This problem is especially relevant when developing fields with highly paraffinic oils using horizontal wells in conditions where the bottom hole pressure is below the saturation pressure of oil with gas. In this case, the degassing of oil becomes the determining mechanism of paraffin precipitation, and the usual temperature mechanism in this case plays a secondary role due to a slight change in temperature along the horizontal wellbore.



Keywords: transportation of oil and oil products, transportation by pipelines, paraffin oil products.

ПРОБЛЕМЫ ПАРАФИНОВ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ СЫРОЙ НЕФТИ

¹Мадат Гараев, ²Махмуд Мамедов, ³Гафар Исмаилов

^{1,2,3}АГУНП, ¹Рapid Солутионс ЛТД Азербайджан, техник, магистрант, ²Бакер Хугхес Азербайджан, Инженер Каратэ, ²магистрант, ³профессор

Эл. адрес: medet.garayev@gmail.com, mammadovmahmud@gmail.com, asi_zum@mail.ru

РЕЗЮМЕ

Проблемы, связанные с кристаллизацией и отложением парафинов при добыче и транспортировке сырой нефти, ежегодно приводят к убыткам нефтяной промышленности в миллиарды долларов. Цель этой статьи состоит в том, чтобы представить знания по таким проблемам в систематической и всесторонней форме. Определены основные аспекты этих проблем, обсуждены характеристики парафинов и тенденции их растворимости. Было окончательно установлено, что основную роль в этой проблеме играют н-парафины. Включено всестороннее обсуждение механизма кристаллизации парафинов. Соединения, отличные от н-парафинов, особенно асфальтены и смолы, сильно влияют на растворимость н-парафинов. При оценке парафинового потенциала нефти следует учитывать климат соответствующей области. В наиболее благоприятных условиях н-парафины образуют четко очерченные орторомбические кристаллы, а в неблагоприятных условиях и в присутствии примесей кристаллизуется гексагонально и/или аморфно. Точно так же влияют и характеристики гелеобразования. Была предпринята попытка классифицировать проблемы с парафином на проблемы, возникающие в результате высокого давления в трубопроводе, высокого давления повторного запуска и отложения на поверхности трубы. Описаны основные аспекты и механизм этих измерений. Отложение парафина зависит от скорости потока, разницы температур между нефтью и поверхностью трубы, скорости охлаждения и свойств поверхности. Наконец, рассмотрены доступные в литературе методы прогнозирования этих проблем и оценки методов их смягчения. Имеющиеся методы дают очень разнообразную картину; следовательно, использование их для оценки этих проблем становится утомительным. Первоочередной задачей является стандартизация этих методов на благо отрасли.

Ключевые слова: транспортировка нефти и нефтепродуктов, трубопроводный транспорт, парафиновая нефть и нефтепродукты.

Введение: Проблемы, связанные с кристаллизацией и отложением парафинов при добыче и транспортировке сырой нефти, хорошо известны. Обширные исследования, проведенные многими исследователями, обогатили наши знания по этому вопросу. Проблемы с парафином приносят нефтяной промышленности во всем мире убытки в миллиарды долларов в год из-за стоимости химикатов, снижения добычи, закрытия скважин, снижения



загрузки мощностей, закупоривания выкидных трубопроводов, отказа оборудования, потребности в дополнительной мощности и повышенного внимания персонала. , Глубокое понимание таких проблем имеет первостепенное значение для операторов нефтяных месторождений в их поиске технических/экономических решений. В этой статье рассматриваются основы этих проблем; механизмы кристаллизации воска, гелеобразования и осаждения; и лабораторные методы прогнозирования и количественной оценки этих проблем.

Согласно историческому определению проблемы, органические соединения нефти, называемые парафином, должны быть нерастворимы в нефти в условиях добычи. Это должны быть высокомолекулярные соединения различных гомологических рядов. Классы соединений, признанные возможными в месторождениях, включают (1) алифатические углеводороды (как с прямой, так и с разветвленной цепью), (2) ароматические углеводороды, (3) нафтены и (4) смолы и асфальтены. Граус и Стивенс описали некоторых представителей каждого из этих классов химических веществ, их структуру и точки кипения и плавления. В действительности, однако, эти соединения могут присутствовать в сырой нефти в чисто родовых формах или в смеси этих форм. Например, в данном соединении алициклические и ароматические кольца могут сосуществовать в прямоцепочечной части. Длина и количество боковых цепей, а также наличие алициклических, ароматических и конденсированных колец оказывают сильное влияние на температуру плавления, температуру кипения и растворимость этих соединений в сырой нефти. [1]

Признанные основными составляющими макрокристаллических восков, n-парафины образуют четко очерченные игольчатые кристаллы. Парафины с разветвленной цепью составляют основную часть микрокристаллических восков. Длинные нафтенные и ароматические парафины с прямой цепью также способствуют образованию микрокристаллических восков и оказывают заметное влияние на тип роста кристаллов макрокристаллических восков. Макрокристаллические воски приводят к проблемам с парафином при производстве и транспортировке; микрокристаллические воски вносят наибольший вклад в образование донных отложений резервуаров. [3]

Убедительно установлено, что парафин, отлагающийся при добыче и транспортировке нефти, состоит преимущественно из n-парафинов с меньшим количеством разветвленных и циклических парафинов и ароматических соединений. В типичном примере анализ отложений оборудования нефтяных скважин показал, что помимо асфальтенов и смол преобладают парафины (52%). [2]

Молекулы парафинового воска представляют собой алканы с прямой цепью, которые содержат более 15 атомов углерода и имеют очень мало разветвлений. Светгофф перечислил точки плавления некоторых молекул парафина. Сообщалось о парафинах, содержащих до C80 парафиновых соединений. [4]

Парафиновые соединения, содержащие более 20 атомов углерода, считаются потенциальными источниками проблем для операторов нефтяных месторождений. Исследования Холдера и Винклера показали, что парафин, который выходит из мазута при охлаждении от 9 до -10°F, имеет состав, центрирующийся на C20, и разброс от C16 до C27. По мере повышения температуры среднее число атомов углерода в кристаллизованном воске увеличивается. Например, парафиновая композиция была сосредоточена на C22, когда то же самое масло было охлаждено от 33 до 9°F с разбросом от C17 до C29. [6]



Леонидов и др. продемонстрировали, что среднее число атомов углерода восков, осажденных при 14, 32, 68 и 86°F, составляет 22, 23, 26 и 29 соответственно.

При оценке потенциальных проблем с парафином для данной нефти мы должны учитывать следующие моменты: (1) концентрация n-парафинов; (2) их распределение по углеродному числу; (3) концентрация разветвленных парафинов, нафтенов и ароматических соединений; (4) концентрация смол и асфальтенов; 5) климат района или температурные режимы. В то время как первый, второй и пятый факторы помогут нам предсказать возможность отложения парафина (макрокристаллического) парафина, другие указывают на умеренную степень проблемы. [3]

Цель работы: Кристаллизация парафинов в сырой нефти приводит к неньютоновским характеристикам текучести, в том числе к очень высоким пределам текучести, которые зависят от времени (тиксотропны) от динамики сдвига и температуры сырой нефти. Кристаллизация воска зависит от степени переохлаждения и скорости охлаждения. Кристаллизация парафинов в сырой нефти может вызвать три проблемы: высокая вязкость, приводящая к потерям давления; высокий предел текучести для возобновления потока и отложение кристаллитов парафина на поверхностях.[7]

Методы решения: Высокая вязкость и потери давления. Высокая вязкость и отложение парафина на поверхности трубы являются основными причинами высокого давления в выкидной линии, помимо турбулентного поведения потока. Кристаллизация парафина резко увеличивает вязкость сырой нефти. Из-за склонности кристаллитов парафина к гелеобразованию их присутствие увеличивает как когезионную, так и адгезионную силу. Это приводит к повышению вязкости и потерям давления, что приводит к снижению эффективной производительности линии. Иногда давление закачки может выйти за пределы системы, и транспортировка нефти прекращается. Такие потери давления в НКТ вызывают низкие скорости потока в скважине, что, в свою очередь, создает более благоприятные условия для отложения парафинов, тем самым медленно уменьшая скорость потока до тех пор, пока поток не прекратится. Сообщается, что в низкотемпературных коллекторах приток нефти снижается из-за кристаллизации парафинов в пласте, что приводит к плохому извлечению. [9]

Высокий предел текучести для перезапуска потока. Эту проблему можно назвать перезапуском потока в трубопроводе, когда содержащемуся в нем статичному маслу дают остыть до температур ниже его температуры застывания. В таких случаях для разрушения геля и возобновления потока требуется определенное давление, называемое давлением перезапуска. Иногда это давление превышает пределы давления насосов и трубопроводов. Линия кажется забитой. Эта проблема усугубляется парафином, отложившимся в линии.

Методы прогнозирования перезапуска: Сообщалось о многих методах прогнозирования этой проблемы. Самым простым и общепринятым является испытание на температуру застывания. Также использовались испытания на предел текучести с использованием различных типов вискозиметров.[3]

Осаждение восковых кристаллитов на поверхности: Когда температура масла падает ниже точки помутнения, кристаллы парафина начинают осаждаться. Эти кристаллы



оседают на поверхности системы обработки (например, на НКТ, выкидных линиях, дне резервуара, технологическом оборудовании и узлах насосных штанг). Парафин может осаждаться, даже если объем масла находится при температуре выше точки его помутнения. Это происходит из-за разницы температур между массой масла и внешней поверхностью трубопровода. Нефть вблизи стенки трубы может иметь температуру ниже точки помутнения, что приведет к кристаллизации парафина. Осаждение является предпочтительным состоянием для таких кристаллов, потому что это низкоэнергетическое состояние; это происходит при более низкой температуре, и полученная решетка устойчива. Устойчивость решетки обусловлена наличием поверхности для осаждения (адгезии) и дальнейшего сцепления кристаллов (когезии).[5]

Механизм: Механизм отложения парафина определяется молекулярной диффузией молекул парафина, сдвиговой дисперсией кристаллитов парафина и броуновской диффузией кристаллитов парафина. Гравитационным осаждением кристаллов парафина в условиях выкидной линии можно пренебречь, поскольку в нем преобладает сдвиговая дисперсия. Бургер и др. проиллюстрировал этот механизм при разработке математической модели отложения парафина в трансальпинском трубопроводе. Гравитационное осаждение может больше способствовать в статических условиях, например, в резервуарах для хранения.[6]

Факторы, влияющие на отложение парафина: Механизм и степень отложения парафина в проточной системе изучались многими исследователями. Для изучения явления отложения парафина были приняты различные методы (обсуждаемые позже). На степень отложения парафина в проточной системе влияют три фактора, как это лучше всего показано Боттом и Гудмундсоном: скорость потока, перепад температур и скорость охлаждения, а также свойства поверхности. [8]

Заключение: Парафиновые воски, плохо растворимые в компонентах раствора сырой нефти, кристаллизуются при понижении температуры и вносят основной вклад в отложения нефтяного парафина. Однако разветвленные парафины, нафтены, ароматические соединения, асфальтены и смолы вносят меньший вклад в эти отложения, но заметно изменяют характер кристаллизации парафиновых восков. Для прогнозирования склонности сырой нефти к парафиноотложению важно знать ее состав по вышеуказанным компонентам. Знание распределения восков по углеродному числу помогает нам предсказать начало кристаллизации. Также следует учитывать климат местности. Воск кристаллизуется из-за снижения давления и температуры. Снижение давления вызывает потерю легких фракций, которые действуют как естественные растворители парафинов. Изменения температуры влияют на растворимость парафинов в нефти.[8]

Раствор парафина в керосине показывает, что при наиболее благоприятных условиях он образует игольчатые орторомбические кристаллы с решеткой из перекрывающихся пластин. Когда условия становятся неблагоприятными, форма кристалла меняется на высокоэнергетическую гексагональную форму. Сцепление в гексагональных формах не такое прочное, как в орторомбических кристаллах. [12]

Кристаллизация парафина связана с тремя проблемами: (1) высокая вязкость, приводящая к потерям давления; (2) высокий предел текучести для перезапуска; и (3) отложение



кристаллитов парафина на поверхности. Эти проблемы регулируются очень сложным набором факторов и могут привести к тяжелым производственным и материальным потерям, если не решить их должным образом. [11]

Данные различных лабораторных исследований, включая исследования, максимально точно имитирующие реальные полевые условия, могут быть использованы для разработки подходящих решений различных полевых задач. Для прогнозирования проблем с парафином использовался ряд методов, но их стандартизация все еще ускользает от научного сообщества. Необходимость стандартизировать эти методы для лучшего технического/экономического смягчения последствий. [9]

ЛИТЕРАТУРА

1. Martínez-Palou, R., de Lourdes Mosqueira, M., Zapata-Rendón, B., Mar-Juárez, E., Bernal-Huicochea, C., de la Cruz Clavel-López, J., & Aburto, J. (2011). Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. *Journal of petroleum science and engineering*, 75(3-4), 274-282.
2. Nurullayev, V., & Usubaliyev, B. (2021). New methods of struggle with asphalt-rezin-paraffin deposits in processes of oil transportation. *Proceedings on Engineering*, 3(2), 193-200.
3. Gupta, A., & Anirbid, S. (2015). Need of flow assurance for crude oil pipelines: A review. *International Journal of Multidisciplinary Sciences and Engineering*, 6(2), 1-7.
4. Rehan, M., Nizami, A. S., Taylan, O., Al-Sasi, B. O., & Demirbas, A. (2016). Determination of wax content in crude oil. *Petroleum Science and Technology*, 34(9), 799-804.
5. Kulkarni, A. D., & Wani, K. S. (2013). Magnetic field conditioning: an energy efficient method for crude oil transportation. *Int. J. Sci. Spiritual. Bus. Technol*, 2(1), 2277-7261.
6. Al-Yaari, M. (2011, March). Paraffin wax deposition: mitigation & removal techniques. In *SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium*. OnePetro.
7. Koptev, V. Y., Kopteva, A. V., & Poddubniy, D. A. (2019, January). Increase in energy efficiency of oil and gas companies by perfecting of management systems. In *2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus)* (pp. 548-552). IEEE.
8. Paso, K., Senra, M., Yi, Y., Sastry, A. M., & Fogler, H. S. (2005). Paraffin polydispersity facilitates mechanical gelation. *Industrial & engineering chemistry research*, 44(18), 7242-7254.
9. Bello, O. O., Fasesan, S. O., Macaulay, S. R. A., & Latinwo, G. K. (2005). Study of the influence of xylene-based chemical additive on crude oil flow properties and paraffin deposition inhibition.
10. Valiev, D. Z., Kemalov, R. A., & Kemalov, A. F. (2019, June). Regulating temperature of oil saturation with paraffins to avoid asphaltene, resin and paraffin substances deposition during oil production. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 282, No. 1, p. 012023). IOP Publishing.
11. Dos Santos, J. D. S., Fernandes, A. C., & Giulietti, M. (2004). Study of the paraffin deposit formation using the cold finger methodology for Brazilian crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 45(1-2), 47-60.



12. Taiwo, E., Otolurin, J., & Afolabi, T. (2012). Crude oil transportation: Nige-rian Niger delta waxy crude. Crude oil exploration in the world, 135-154.

Publication history

Article received: 21.04.2022

Article accepted: 04.05.2022

Article published online: 18.05.2022



INTERNATIONAL EXPERIENCE OF USING INNOVATIONS TO INCREASE COMPETITIVENESS AND OPPORTUNITIES FOR ITS USE IN AZERBAIJAN

Natavan Hasanova

ANAS, Institute of Economics, dissertation, ADPU, Scientific-Organizational Department, Head of Intellectual Property Protection Department, E-mail: natevan.hesenova@mail.ru

ABSTRACT

The depletion of oil and gas, which play an important role in the economic development of our country, further increases the need to pay more attention to the non-oil sector. Thus, a lot of work should be done in this direction to expand the use of information and communication technologies and create a good basis for favorable economic relations. The main distinguishing feature is the application of innovations and, consequently, the development of human capital. The current state of innovation in the Azerbaijani economy allows us to say that the formation of competitiveness and the pace of socio-economic development depends on the research and application of modern technologies, a new innovative environment, increasing knowledge and its transformation into intellectual capital. Let us also emphasize that At the heart of all this is a well-thought-out state policy in the field of science and innovation. It is from this point of view that a number of strategies and state programs adopted in the current situation can be shown. The recent increase in trade turnover reflects the fact that regional integration is expanding along with globalization. The preference for specialization in a competitive environment, the development of innovation potential and thus the promotion of optimal value added, as well as increasing the country's competitiveness at the macro and micro levels is a manifestation of the current situation in the real economy. reflects the fact that regional integration is expanding along with globalization trends. The preference for specialization in a competitive environment, the development of innovation potential and thus the promotion of optimal value added, as well as increasing the country's competitiveness at the macro and micro levels is a manifestation of the current situation in the real economy. reflects the fact that regional integration is expanding along with globalization trends. The preference for specialization in a competitive environment, the development of innovation potential and thus the promotion of optimal value added, as well as increasing the country's competitiveness at the macro and micro levels is a manifestation of the current situation in the real economy.

The Decree of the President of the Republic of Azerbaijan dated September 19, 2018 on additional measures to support domestic production based on competitive activities in the non-oil industry provides innovative solutions to problems in the non-oil sector. It should be noted that as a result of intensive economic reforms to ensure the intensive and competitive development of the non-oil sector in the country, potential opportunities in this area have expanded, new industries have been formed, and the level of non-oil production has increased. , export capacity increased.

At the same time, the impact of global innovations is creating new challenges. Among such challenges are the need to intensify regional procedures, make the economy more open and transparent, and conduct competitive financial and trade transactions. It should be noted that modern technologies, in the first stage, change the methods of production due to the digitalization of the economy, in other words, bring a new essence to the concept of boundaries for the market



of services or products. In addition to the above, we can say that Azerbaijan has improved its position in the Doing Business report prepared by the World Bank and the International Finance Corporation. Thus, "In 2019, our country has been declared the most reformed country in the world. In this new report, we can say that the country's position has moved up 32 places compared to two years ago, as it ranks 25th out of 190 countries. And while being ahead of many other countries, it has risen to a leading position among the CIS countries. Financial security and economic stability have been restored through economic reforms, and significant progress has been made in many areas of production, especially in agriculture, the non-oil sector and other related sectors. Mutual trust has been formed in public-business cooperation, and these effective relations have become fundamental principles for future economic development. Thanks to the implemented reforms, increasing the level of satisfaction of citizens and entrepreneurs, along with achieving transparency in this area, Reducing costs by optimizing the number of administrative procedures in different sectors, attention should be paid to the quality of services provided by the state. By transitioning to a new economic model, our country provides the economy through reforms, innovations, technologies and the non-oil sector. The formation of state policy in the science and innovation sector is also of primary importance in the DCC. AR also has a worthy place among the "knowledge-producing" countries. For this reason, it is no coincidence that strategic directions have been identified for the advancement of the national prospects of our economy, which plays a special role in the development of the non-oil sector, supporting ICT and innovation. Attention should be paid to the quality of services provided by the state. By transitioning to a new economic model, our country provides the economy through reforms, innovations, technologies and the non-oil sector. The formation of state policy in the science and innovation sector is also of primary importance in the DCC. AR also has a worthy place among the "knowledge-producing" countries. For this reason, it is no coincidence that strategic directions have been identified for the advancement of the national prospects of our economy, which plays a special role in the development of the non-oil sector, supporting ICT and innovation. Attention should be paid to the quality of services provided by the state. By transitioning to a new economic model, our country provides the economy through reforms, innovations, technologies and the non-oil sector. The formation of state policy in the science and innovation sector is also of primary importance in the DCC. AR also has a worthy place among the "knowledge-producing" countries. For this reason, it is no coincidence that strategic directions have been identified for the advancement of the national prospects of our economy, which plays a special role in the development of the non-oil sector, supporting ICT and innovation. The formation of state policy in the science and innovation sector is also of primary importance in the DCC. AR also has a worthy place among the "knowledge-producing" countries. For this reason, it is no coincidence that strategic directions have been identified for the advancement of the national prospects of our economy, which plays a special role in the development of the non-oil sector, supporting ICT and innovation. The formation of state policy in the science and innovation sector is also of primary importance in the DCC. AR also has a worthy place among the "knowledge-producing" countries. For this reason, it is no coincidence that strategic directions have been identified for the advancement of the national prospects of our economy, which plays a special role in the development of the non-oil sector, supporting ICT and innovation.

Keywords: information, innovation, electronic payment, electronic document, technology, non-oil sector.



RƏQABƏTQABİLİYYƏTLİYİN ARTIRILMASINDA İNNOVASIYALARDAN İSTİFADƏNİN BEYNƏLXALQ TƏCRÜBƏSİ VƏ ONUN AZƏRBAYCANDA İSTİFADƏSİ İMKANLARI

Natəvan Həsənova

AMEA, İqtisadiyyat institutu, dissertant; ADPU, Elmi-Təşkilatı şöbə, Əqli mülkiyyətin qorunması bölməsinin müdiri
E-mail: natevan.hesenova@mail.ru

XÜLASƏ

Ölkəmizin iqtisadi cəhətdən inkişaf etməsində mühüm rol oynayan neft və qaz ehtiyatlarının tükənməsi qeyri-neft sektoruna olan diqqətin artırılması zərurətini artırır. Odur ki, informasiya-kommunikasiya texnologiyalarının tətbiqinin genişləndirilməsi, eləcə də əlverişli iqtisadi əlaqələr üçün yaxşı zəmin yaradılması məqsədilə bu istiqamətdə çox iş görülməlidir. Əsas fərqləndirici xüsusiyyət innovasiyaların tətbiq edilməsi və nəticədə insan kapitalının inkişafıdır. Azərbaycan iqtisadiyyatındakı innovasiyaların tətbiq edilməsinin hazırkı vəziyyəti onu söyləməyə icazə verir ki, rəqabət gücünün formalaşmasının, həmçinin sosial-iqtisadi inkişaf sürətinin, eləcə də müasir texnologiyaların araşdırılmasına və tətbiqinə yeni innovativ mühit, artan bilik və onun əqli kapitala çevrilməsinə bağlıdır. Qeyd edək ki, bütün bunların əsasında elm, eləcə də innovasiya sahəsində yaxşı düşünülmüş dövlət siyasəti dayanır. Bu baxımdan indiki şəraitdə qəbul edilən bəzi strategiyaları, həmçinin dövlət proqramlarını təqdim etmək mümkündür. Son zamanlarda ticarət dövriyyəsinə artım qloballaşma tendensiyaları ilə birlikdə regional inteqrasiyanın da genişləndiyini göstərir. Rəqabətli mühitdə ixtisaslaşmaya üstünlük verilməsi, həmçinin innovasiya potensialının inkişafı və beləliklə, optimal əlavə dəyərin təşviqi, o cümlədən dövlətin həm makro, həm də mikro səviyyədə rəqabət qabiliyyətinin yüksəldilməsi real iqtisadiyyatda olan mövcud vəziyyətin təzahürləridir.

Açar sözlər: elektron ödəniş, innovasiya, elektron sənəd, informasiya, qeyri-neft sektoru, texnologiya

Giriş: Milli iqtisadiyyatın dünya iqtisadiyyatı ilə daha geniş inteqrasiyasına ehtiyac və rəqabət qabiliyyətinin artması Azərbaycanda innovasiya potensialından istifadənin zərurətini göstərir. Ölkəmizdə kütləvi innovasiya axını yaradabiləcək innovativ iqtisadiyyatın formalaşmasına tələbat getdikcə artır. Bundan əlavə, iqtisadi münasibətlərin transformasiyası ölkədə innovasiya sahəsinə də təsirsiz ötürmədi və hətta ciddi zərbə vurdu. Uzun illər ərzində ölkənin iqtisadiyyatı İEÖ-lər üçün “xammal”a çevrildi. Bu şərtlər ölkəmizin iqtisadi sistemində bir innovasiya sahəsinin formalaşmasına icazə vermədi. Bununla belə, innovasiya potensialını inkişaf etdirərək bütün istehsal prosesində innovasiyalardan səmərəli istifadəsi üçün bütün mümkün vasitələrdən istifadə etmək zərurəti yaranmışdır. İqtisadiyyatda innovasiyalar üçün imkanlar yaradan əlaqələrin yaradılması birbaşa olaraq institusional mühitin dəyişdirilməsi ilə əlaqədardır. İnnovativ iqtisadiyyat, xüsusilə mədəni mühitin, elmin, təhsilin, həmçinin yaradıcılıq, kəşf və ixtira azadlığı üçün şəraitin inkişafını tələb edir. Texnoloji tərəqqi, innovasiya strategiyası ancaq geniş spektrli dövlət proqramları, həmçinin dəstəyi nəticəsində yerinə yetirilə bilər. Fəal innovasiya potensialı ölkə iqtisadiyyatının rəqabət qabiliyyətini həmçinin dünyada olan rəqabət üstünlüklərinin artım tempini tənzimləyən mühüm amillərdən biri kimi hesab etmək olar. İqtisadi inkişafın yeni mərhələsi zamanı iqtisadiyyatın rəqabət gücünün artırılması məqsədi ilə innovasiyaların idarə



edilməsi ilə bağlı məsələlər metodoloji, eləcə də elmi-nəzəri tədqiqatların aparılmasını vacib sayır. İqtisadi sistemin rəqabət üstünlüyünün yaxşılaşdırılması üçün innovasiyanın təsir metodlarının təhlil edilməsi və qiymətləndirilməsi də praktiki əhəmiyyət kəsb edir ki, bu da tədqiqat məqsədi ilə seçilən mövzunun aktuallığını müəyyən edir.

Məqsəd: Beynəlxalq təcrübənin tətbiqinin nəzəri konsepsiyaları həmçinin beynəlxalq təcrübənin öyrənilməsinin ölkənin milli iqtisadi tərəqqi strategiyasının həyata keçirilməsinin öyrənilməsi ilə sıx bağlıdır. Müasir zamanda iqtisadi münasibətlərdə iqtisadi aktivlərin rəqabət qabiliyyətinin dərəcəsi asılıdır. Xüsusilə, ərzaq məhsullarına tələbatın çoxalması istehlak bazarında rəqabətin artmasına səbəb olub. Həmin xüsusiyyətlər istehsalçılara elmi-texniki standartlara həmçinin beynəlxalq norma və standartlara uyğun məhsul istehsal etməyə və ya təqdim etməyə imkan verir. Ancaq beynəlxalq innovasiya təcrübəsinin tətbiqi və uyğun istehsal sahələrinin yaradılması qloballaşan bir dünyada rəqabətqabiliyyətli xidmətlərin göstərilməsi üçün şərait yaradacaqdır. Son dövrlərin təcrübələri göstərir ki, bu, rəqabət aparıcı iqtisadi islahat strategiyalarının müxtəlif xüsusiyyətlərə görə iqtisadi reallıqdan fərqli qəbul edilməsi ilə bağlıdır. Məlumdur ki, əksər ölkələrin inkişaf etməsi həmin ölkədə bazar mexanizmi alətlərinin rəvan işləməsində, inhisarların həcmində azalması və bununla da orta təbəqənin formalaşması zamanı özünü əks etdirir. Məhz bunları nəzərə alaraq söyləyə bilərik ki, bazar iqtisadiyyatı olan ölkənin inkişafı kiçik biznes kimi təsərrüfat subyektlərinin inkişafından asılıdır. Bütün bunlar istər ölkəmiz üçün, istərsə də bazar iqtisadiyyatı olan başqa ölkələr üçün müəyyən hesab edilir. Beynəlxalq Valyuta Fondunun (bundan sonra BVF) həmçinin Dünya Bankının sonuncu hesabatlarına görə, 2018-ci ildə qlobal iqtisadi artımın gözləniləndən aşağı olduğunu və ötən ilin müvafiq dövrü ilə müqayisədə 0,1 faiz bəndi azalaraq 3,7 faiz səviyyəsində qərarlaşdığını nəzərə alsaq bu da öz növbəsində ölkəmizə mənfi təsirsiz keçməmişdir (<https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2019/.../index.aspx>). Bununla belə, bazar iqtisadiyyatı şəraitində yaranan yeni layihələr əsasında rəqabətqabiliyyətinin artırılması üçün innovasiyalardan istifadə əsasında sənaye parklarının və müasir istehsal avadanlıqlarının istehsalının maliyyələşdirilməsi hələ də prioritet məsələdir. Belə layihələrdə bazar iştirakçıları sırasına elmi-tədqiqat institutlarının, universitetlərin eləcə də bəzi müəssisələrin daxil edilməsi tövsiyə edilir. Çünki son nəticədə qarşılıqlı münasibətlər innovativ kiçik firmaların inkişaf etməsinə yol açır. Sonrakı mərhələlər zamanı fəaliyyətlərin davam etdirilməsi bir çox iş yerlərinin açılmasına eləcə də insanların rifahının yaxşılaşdırılmasına səbəb olacaq. Bununla bərabər, müəyyən məqamlarda rəqabət qabiliyyətinin artırılması üzrə beynəlxalq təcrübənin öyrənilməsi bəzi hallarda yüksək maliyyə resursların tələbini zəruri edir. Bu cür fəaliyyətlərin başlıca inkişaf ekosistemi inkişaf edən innovasiya şəbəkələridir. Burada mühüm məsələlərdən biri də dövlət dəstəyi mexanizmlərinin beynəlxalq təcrübələr ilə əlaqələndirilməsi və sistemləşdirilməsidir. İqtisadi effektivliyin yüksəldilməsi və artırılmasının əsas yollarını, innovativ fəaliyyətin idarə edilməsi mexanizmlərini və onların başqa məhsuldarlıq növlərinə təsirini öyrənmək də mühümdür. Rəqabət qabiliyyətinin artırılması üzrə dünya təcrübəsi həmçinin onların Azərbaycanda tətbiq edilməsinin mümkünlüyü dövlət tənzimlənməsinin başlıca prioriteti və əsas xəttidir. Beləliklə, iqtisadi sistemin rəqabət qabiliyyətinin artırılması konsepsiyasına sistemli yanaşma dövlətin məqsədyönlü mövqeyindən irəli gəlir həmçinin dövlət tənzimlənməsinin vacibliyinə əsaslanır.

Metod: Yeni məhsulların təqdim edilmə ehtimalı eləcə də nəticədə rəqabət təzyiqinin səviyyələri fərqlilik göstərir. Yüksək texnologiyalı istehsal firmalarının yeni məhsulları var və yerli və yaxud



beynəlxalq bazarlarda (yerli bazarların əksinə) daha rəqabətli olurlar. Bu rəqabət xarakterli təzyiqlər hər nə qədər bu cür firmalar ilk mərhələdə daha məhsuldar olmağa çalışsalar da firmaların nə üçün yeni məhsullar buraxmağa daha çox həvəsli olduqlarını izah edə bilirlər. Rəqabət qabiliyyətinin artırılması zamanı beynəlxalq təcrübə vurğulanmaqla yanaşı, biznes inkibatorları da vurğulanmalıdır.

Biznes inkibatorlarının yaradılma ideyası Amerikada yaransa da, sonradan İngiltərədə reallaşdırıldı. Britan-amerikan modelinin əsas məqsədi subyektlərin fəaliyyətini bazar şəraitində müasir ideyalar, yeni üsul və texnikalar əsasında qurmaqdır. Beləliklə, ETT-nin sonuncu yenilikləri ilə təmin edilən avadanlıqlar İngiltərə-ABŞ kiçik biznes modelinin qurulması zamanı xüsusi rol oynamadı. Əsas odur ki, bu kiçik müəssisələrin idarə olunması ilə məşğul olan insanlar tədqiqatların nəticələrindən həmçinin yeni xidmət növlərindən və innovativ innovasiyalardan, başqa sözlə, innovativlikdən xəbərdar olsunlar. Həmin dövrdə İngiltərədə sənaye parklarının genişləndirilməsi prosesi elmi təhsil müəssisələrinin həmçinin elmi-tədqiqat institutlarının dövlət büdcəsindən maliyyələşdirilməsi ilə xarakterizə olunur. Və nəticədə belə elmi müəssisələr biznesin inkişafı mərkəzlərinə yönəldilir ki, bu da maliyyə problemini aradan qaldırır.

İtaliyada biznes inkubatorların yaradılmasında mühüm prioritet ETT-nin təkmilləşdirilməsi və onun əsasında iqtisadi aktivlərin yaradılması yolu ilə regionlarda iqtisadi inkişafın təmin edilməsidir. Belə texnoparkların təməlinin qoyulmasında müsbət amil Avropa ölkələrində bir ölkədə vəsaitlərin toplanması, ölkə daxilində iqtisadi aktivlərin birgə səyləri nəticəsində məhsul və ya xidmətlərin satışı üçün müsbət tendensiya həmçinin şərtlərin mövcudluğu olmuşdur. Bundan əlavə, İtaliyada innovativ fəaliyyət müasir texnoparklar, tədqiqat mərkəzləri, universitetlər və digər diqqətəlayiq məqamlara əsaslanmalıdır.

İtaliyada fəaliyyət göstərən biznes inkubatorlarında rəqabət qabiliyyətini artırmaq üçün innovasiyalardan istifadəni təşviq edən bir neçə element var. Onlar xüsusiyyətlərinə görə fərqli qruplara bölünür:

- müəssisələrin innovasiya baxımından əhaliyə təklif etdiyi xidmətlər;
- insanların texnoloji yeniliklərdən istifadəsinin həcmi;
- ölkə əhalisinin innovativ sahibkarlıq zamanı iştirak etməsinin ölkənin əmək qabiliyyətli aktiv əhalisinin ümumi sayına olan nisbəti;
- ictimaiyyətə təqdim olunan innovativ məhsulların qiymətləndirilməsi və monitorinqinin nəticələri;
- bu xidmətlərin göstərilməsində yerli resursların payı və b. istifadəsi ilə ("Innovation & technology transfer". Special edition. Published by the EC. 2000).

Ölkəmiz həm də rəqabət qabiliyyətinin artırılması üçün innovasiyalardan istifadə sahəsində beynəlxalq təcrübələrin öyrənilməsinin tarixi ənənəsinə malikdir. Bunun aşkar nümunəsi olaraq 2019-cu ilin martında ölkəmiz Avrasiya regionu ilə OECD (İqtisadi Əməkdaşlıq və İnkişaf Təşkilatı) arasında olan beynəlxalq dialoqun inkişaf etməsində mühüm rol oynayan tədbirə ev sahibliyi etdi. Avrasiya regionu və OECD ölkələri ilə əlaqələrin gücləndirilməsi və bu sahədə olan problemlərin həlli Azərbaycan Respublikasının həmişə diqqət mərkəzindədir. Avrasiya Rəqabətlik Proqramı çərçivəsində respublikamızda kiçik və orta sahibkarlığın rəqabət qabiliyyətinin yüksəldilməsi, ilkin islahatların dəstəklənməsi və iqtisadiyyatın şaxələndirilməsi kimi layihələrin davamlı olacağı vurğulanmalıdır. İqtisadi məsələlərdə dövlətin beynəlxalq səviyyədə qəbul edilmiş standartları rəqabət qabiliyyətinin yüksəldilməsində mühüm əhəmiyyət kəsb edir. Ölkə iqtisadiyyatın şaxələndirilməsi və sahibkarların rəqabət qabiliyyətinin yüksəldilməsi məqsədilə xarici ölkələr və beynəlxalq təşkilatlarla yaxın münasibətlər saxlayır.



İqtisadiyyatın şaxələndirilməsi, sosial cəmiyyətin inkişaf etməsi, kiçik həmçinin orta sahibkarlığın inkişaf etməsi ilə bağlı bir çox sayda normativ hüquqi aktların imzalanması buna əyani dəlildir. Başqa sözlə, belə islahatlar istehsalın və ixracın stimullaşdırılması potensialına malikdir (<http://iqtisadiislahat.org/>).

Sənaye sahəsinin innovasiyalar vasitəsilə inkişaf etməsi beynəlxalq təcrübənin axtarışı, həmçinin təhsil fürsətlərinin genişləndirilməsi ilə elmi-texniki potensialın gücləndirilməsi sayəsində mümkündür. Beynəlxalq təcrübədə belə qəbul edilir ki, rəqabətqabiliyyətli iqtisadi mühitin formalaşmasına şərait yaradan əsas faktorlar dövlətin effektiv tənzimlənməsi ilə sıx bağlıdır və rəqabətli bazar əlaqələrinə əsaslanan iqtisadi modelin həyata keçirilməsi üçün əsasdır. Belə hallarda müəyyən edilmiş sosial-iqtisadi məqsədlərə yüksək səmərəliliklə nail olmaq mümkündür. Belə iqtisadi mühit ancaq sahibkarlıq təşəbbüsü və azad rəqabətə əsaslanan bazar münasibətləri əsasında yaradıla bilər. Eyni zamanda, beynəlxalq səviyyədə baş verən sonuncu dəyişikliklər iqtisadi eləcə də sosial göstəricilərin mütəmadi inkişafını təmin etmək üçün dövlət tənzimlənməsinin təkmilləşdirilməsini tələb edir. Xarici ticarət zamanı inzibati prosedurların sadələşdirilməsi və təkmilləşdirilməsi sahibkarlığın beynəlxalq mühitdə rəqabət qabiliyyətinin artırılmasında dövlətin diqqət mərkəzindədir. Başlıca prioritet innovativ mühitin rəqabətliyinin təmin edilməsi, dövlət siyasətinin belə müsbət yerinə yetirilməsi istiqamətində həyata keçirilmiş islahatların davamlılığı, investorların hüquqlarının müdafiəsi mexanizmlərinin təkmilləşdirilməsi və s. belə tədbirlər nəzərdən keçirilə bilər.

Nəticə: AR müstəqilliyini əldə etdikdən sonra uzun, çətin həmçinin şərəfli yol keçdi. SSRİ kimi nəhəng dövlətin süqutundan sonra başqa sovet ölkələri ilə bərabər Azərbaycan da siyasi gərginlik həmçinin iqtisadi sıxıntı və sosial gərginlik yaşadı. İqtisadi şəraitdə bazar iqtisadiyyatı, innovasiya şəraiti və s. belə yeni tendensiyalar ölkə iqtisadiyyatının çətin zamanlarında baş verdi. Yaranan problemlərə baxmayaraq, müstəqilliyin yaranmasının ilk illərindən Heydər Əliyevin rəhbərlik etdiyi hakimiyyət dirçəlməyə, inkişafa doğru möhkəm addımlar atmağa başlamışdı. Müstəqilliyimizin davamlı olması üçün ilk növbədə iqtisadi islahatlar aparıldı. Bu siyasət indi də uğurlu şəkildə davam edir. Bu, iqtisadiyyatımızın inkişafının başlıca istiqamətlərindən biri də ölkənin innovasiya potensialı olduğunu söyləməyimizə imkan verir. Bu baxımdan ölkə iqtisadiyyatının gələcəkdəki sosial-iqtisadi inkişafı ilk növbədə əmtəə və xidmətlərin kəmiyyət və keyfiyyət cəhətdən rəqabətqabiliyyətliliyinin yüksəldilməsi məqsədilə iqtisadiyyatda yeni innovasiyaların tənzimlənməsi və tətbiqi ilə bağlıdır. Azərbaycan Respublikasının qeyri-neft sektorunun innovativ mühitdə böyüməsində maraqlı olması onun davamlı iqtisadi inkişafa nail olmaq mövqeyinin iqtisadi əsasını təşkil edir. Milli maraqların müdafiəsi çərçivəsi daxilində dövlətin innovasiya siyasətinin başlıca məqsədlərini aşağıda qeyd edildiyi kimi sadalaya bilərik:

- yerli məhsulların rəqabət qabiliyyətinin yüksəldilməsi üçün innovasiyaların tətbiqində iqtisadi, hüquqi həmçinin təşkilati şərtlərin səmərəliliyinin artırılması,
- elm və texnikanın imkanlarından səmərəli şəkildə istifadə etməklə sosial-iqtisadi problemlərin həll edilməsinə müsbət yanaşma,
- innovasiya potensialının effektiv yerləşdirilməsi həmçinin səmərəli idarə olunması,
- ölkənin inkişaf etməsinə, vacib sosial vəzifələrin icra edilməsinə xidmət edəcək elmi-texniki tərəqqi, mütərəqqi struktur yeniliklərinin həyata keçirilməsinə təsir imkanlarının yüksəldilməsi və s.

Əsas məqsədlərə nail olmaq məqsədi ilə dövlət innovasiya siyasətinin həyata keçirilməsi zamanı üzərinə düşən vəzifə və öhdəlikləri qəbul etmiş və yerinə yetirmişdir. Buna nümunə kimi milli



innovasiya məhsulunun beynəlxalq səviyyədə qorunması və beynəlxalq münasibətlərin effektivliyində mütərəqqi tədbirlərin həyata keçirilməsi, rəqabət qabiliyyətinin artırılması üçün innovasiya fəaliyyətinin inkişaf etməsi, elm, təhsil, maliyyə və kreditin qarşılıqlı inteqrasiyasını göstərmək olar.

ƏDƏBİYYAT

1. Azərbaycan Respublikası Vergi Məcəlləsinin Nezeri və praktiki izahati, 2019.
2. “Azərbaycan 2020: geleceye baxış” İnkışaf Konsepsiyası. – Bakı, 2012.
3. Ortamüddətli xərclər çərçivəsinin hazırlanması Qaydasının təsdiq olunması haqqında 2018-ci il 24 avqust tarixli Fərman.
4. “Azərbaycan Respublikası regionlarının inkışafı üzrə 2019-2023-cü illəri əhatə edən Dövlət Proqramı”nın təsdiq olunması haqqında 29 yanvar 2019-cu il yanvarın 29-u Prezidentin Fərmanı.
5. A.H. Tağıyev, İ.B.Emirov. İnnovasiya menecmenti. – 2010.
6. D.F.Cavadov, R.Y.Ağayev və Z.N.Qurbanov (2004) “İqtisadiyyatın Dövlət Tənzimlənməsi” – Bakı: Nashir.
7. Əhmədov E.M Qloballaşmanın və milli iqtisadiyyatın formalaşması. – Bakı: 2003.
8. İnnovation & technology transfer. Special edition Published by the EC. – 2000.
9. Geroşki P.A. İnovation, Technologic Opportunities and Market Structure. // Oxxford Economic Papers. – 1990, 42. – Pp.582-602 .
10. Maria Eggink. The Components of an Innovation System: A Conceptual Innovation System Framework. // IBIMA Publishing, Journal of Innovation and Business Best Practices. – 2013.
11. Stephen Peinson. Center for Science, Policy, and Outcome. Knowledge Flows, İnnovation, and Learning in Developed Countries. “National İnnovation Systems Overview and Country Cases 2003.
12. P.Krugman, M.Obstfeld. International Economics: Theory and Policy. Pearson. // Addison Wesley, 2006.
13. World Economic Forum, “The The Global Competitiveness Report, 2011, 2012-2013, 2014-2015, 2016-2017, 2017-2018.
14. World Economic Forum, “The Global Information Technology Report 2012
15. Workshop on the Compilation of Government Finance Statistics and Public-Sector Debt Statistics. IMF Statistic Department - SECO Project. Jannat Resort, Kyrgyz Republic May 14-19, 2019.
16. www.data.worldbank.org
17. www.ier.az
18. <http://iqtisadiislahat.org>

Publication history

Article received: 22.04.2022

Article accepted: 06.05.2022

Article published online: 18.05.2022



REDUCTION OF THE DEGREE OF FREEDOM OF THE FOUR-DIMENSIONAL MODEL OF THE REACTOR-REGENERATOR SYSTEM FOR VISUALIZATION OF CONTROL OF THE PROCESS OF HYDROCARBONS DEHYDROGENATION

¹Nubar Guliyeva

¹Sumqayit State University, ¹Department of "Processes automation", ¹doctoral student

E-mail: naraquliyeva1974@gmail.com

ABSTRACT

A mathematical model of the thermal regimes of the reactor block for the process of dehydrogenation of isobutane to isobutylene is presented. The reaction-regeneration system manifests itself as a highly efficient system with characteristic thermal dynamics. Self-oscillatory activity, which tends to bring the system out of stability, can be observed in some critical effects. In such cases, control visualization methods are productive, using the best study of the trajectories of dynamic systems. The best study of trajectories is obvious and fruitful for application if the dimension of the system is not higher than the third order. In our case, it turned out to be appropriate to reduce the degree of freedom of the dynamical system to the third order, which greatly simplified further studies. The model is based on the kinetic regularities of the formation of coke deposits during the chemical process in the catalytic dehydrogenation reactor on the surface of a microspherical catalyst and its burning for the purpose of regeneration in a continuous flow. The expediency of using visual control of the thermal regime, which can significantly increase the stability of the system to external disturbances, is shown. Conditions are analyzed under which the mapping of trajectories of a four-dimensional model system of differential equations into the corresponding three-dimensional state space may turn out to be non-intersecting. This condition is equivalent to the condition on the uniqueness of trajectories emerging from a given point in the state space under consideration. It is shown that one of such conditions may be the automatic stabilization of one coordinate of the dynamical system by means of linear stabilization systems. In order to achieve this goal, it is proposed to introduce a system for stabilizing the reactor temperature by controlling the rate of introduction of the coolant into the transport line of the catalyst circulation. Attention is focused on the fact that when controlling the flow rate of the circulating catalyst between the reactor and the regenerator, the system undergoes significant changes in the dynamic properties of the disturbance transmission channel. In order to eliminate this influence, a corresponding adjustment of the parameters of the channel transfer function is proposed. It is shown that the successful solution of this problem requires taking into account the influence of the nonlinearity along the channel "catalyst circulation rate - reactor temperature". The use of linear ACS was a successful solution for stabilizing one of the coordinates of the model. Calculations were carried out in the MATLAB environment to compare different reactions. We have obtained acceleration characteristics along the channel of influence in the reactor with three step actions. By increasing the nitrogen supply at different values, qualitative changes in the acceleration curves were revealed. The non-linearity of the system remains the main hindrance in the creation of a high-quality system for stabilizing the considered coordinate. In this regard, an appropriate principle for the synthesis of ATS was selected. To solve this problem, a cascade automatic control system was used. A decrease in the degree of freedom



can contribute to the implementation of control algorithms based on mapping the motions of a dynamic system into a three-dimensional space of phase trajectories and more qualitatively solve the problem of avoiding production situations that are fraught with loss of thermal stability. A programmable vehicle controller was also used, from which the signal is sent to the interface units and to the actuators. The studies carried out at this stage contribute to the transition to the next stage of research: the task of taking into account the strong influence of a number of system input parameters on the dynamic properties of the reaction-regeneration system through the use of design methods for adaptive methods for the synthesis of high-precision local stabilization systems.

Keywords: technological process, mathematical modeling, linear stabilization systems, heat balance equations.

СНИЖЕНИЕ СТЕПЕНИ СВОБОДЫ ЧЕТЫРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ РЕАКТОР-РЕГЕНЕРАТОР, ДЛЯ ВИЗУАЛИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ДЕГИДРИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Нюбар Гулиева

Сумгаитский государственный университет, ¹"Proseslərin avtomatlaşdırılması" kafedrası, ¹докторант.
E-mail:naraquliyeva1974@gmail.com

РЕЗЮМЕ

Приводится математическая модель тепловых режимов реакторного блока процесса дегидрирования изобутана в изобутилен. Реакционно-регенерационная система проявляет себя как высокоэффективная система с характерной тепловой динамикой. Автоколебательная активность, которая склонна привести систему к выходу из устойчивости, может наблюдаться в некоторых критических эффектах. В таких случаях продуктивны методы визуализации управления, с применением наилучшего исследования траекторий динамических систем. Наилучшее исследование траекторий очевидно и плодотворно к применению, если размерность системы не выше третьего порядка. В нашем случае оказалось уместным приведение степени свободы динамической системы к третьему порядку, что значительно упростило дальнейшие исследования. Модель основана на кинетических закономерностях процесса образования коксовых отложений в ходе химического процесса в реакторе каталитического дегидрирования на поверхности микросферического катализатора и его выжигания в целях регенерации в непрерывном потоке. Показывается целесообразность применения визуального управления тепловым режимом, которая может существенно повысить устойчивость системы к внешним возмущениям. Анализируются условия, при которых отображение траекторий четырехмерной модельной системы дифференциальных уравнений в соответствующее трехмерное пространство состояний может оказаться не пересекающим. Это условие равносильно условию о единственности траекторий, выходящих из заданной точки рассматриваемого пространства состояний. Показывается, что одним из таких условий



может оказаться автоматическая стабилизация одной координаты динамической системы посредством линейных систем стабилизации. В целях достижения этой цели предлагается внедрение системы стабилизации температуры реактора за счет управления скоростью ввода охлаждающего агента внутрь транспортной линии циркуляции катализатора. Концентрируется внимание на том, что при управлении скоростью потока циркулирующего катализатора между реактором и регенератором система терпит существенные изменения в динамических свойствах канала передачи возмущения. В целях устранения этого влияния предложена соответствующая подстройка параметров передаточной функции канала. Показывается, что успешное решение этой задачи требует учета влияния также и нелинейности по каналу «скорость циркуляции катализатора – температура реактора». Применение линейных САР, было успешным решением для стабилизации одной из координат модели. Были проведены вычисления в среде МАТЛАБ, для сравнения разных реакций. Нами получены разгонные характеристики по каналу воздействия в ректоре при трех ступенчатых воздействиях. Путем увеличения подачи азота при различных значениях были выявлены качественные изменения в кривых разгона. Нелинейность системы остается основной помехой в создании качественной системы стабилизации рассмотренной координаты. В связи с этим был подобран соответственный принцип синтеза САР. Для решения этой задачи была использована каскадная система автоматического регулирования. Уменьшение степени свободы может способствовать проведению алгоритмов управления, основанных на отображении движений динамической системы в трехмерное пространство фазовых траекторий и более качественно решить проблему избегания производственных ситуаций, чреватых потерей термической устойчивости. Также был использован программируемый контроллер ТС, с которого сигнал направляется на блоки сопряжения и на исполнительные механизмы. Проводимые на данном этапе исследования способствуют переходу к следующему этапу исследований: задаче учета сильного влияния ряда входных параметров системы на динамические свойства реакционно-регенерационной системы посредством применения методов проектирования адаптивных методов синтеза высокоточных локальных систем стабилизации.

Ключевые слова: технологический процесс, математическое моделирование, линейные системы стабилизации, уравнения теплового баланса.

Введение: Процессы дегидрирования углеводородов осуществляются в реакторах с организованным в них слоем псевдоожижения мелкодисперсного алюмохромового катализатора при температуре 550 - 600 °С [1, 3]. Из-за значительного выхода кокса, как результат сопутствующих реакций, а, следовательно, и быстрой дезактивации катализатора, применяется принцип непрерывной регенерации в циркуляционной системе [1].

В работе [4] представлена математическая модель циркуляционной системы реактор-регенератор, осуществляющий процесс дегидрирования изобутана в изобутилен с псевдоожиженными слоями (ПС) как в реакторе, так и в регенераторе, предназначенном для выжигания кокса, адсорбированного в поры катализатора. В этой же статье поставлен вопрос о расширении области тепловой устойчивости динамической системы реактор-регенератор. Показана принципиальная важность обеспечения тепловой устойчивости в связи с особенностью данной системы, которая заключается в существовании



межаппаратной положительной обратной связи [4]. Математическая модель данной системы представляла нелинейные дифференциальные уравнения относительно четырех дифференциальных уравнений материального и теплового балансов по закономерностям отложения кокса и его горению в ПС регенератора. Далее анализировались возможности визуализации процесса управления на основе элементов качественной теории дифференциальных уравнений в трехмерном пространстве состояний. Основанием для этого как показано в этой работе, послужил тезис о стабилизируемости температурного режима реактора, в силу чего могло быть достигнуто, снижение размерности математической модели до визуально представимого третьего порядка.

Цель работы: Математическая модель, представленная в этой работе, имеет вид [4]:

$$\begin{aligned}
 G_1 \frac{dC_1}{dt} &= F_k(C_2 - C_1) - \phi_1(T_1, C_1)G_1; \\
 G_2 \frac{dC_2}{dt} &= F_k(C_1 - C_2) + \phi_2(T_2, C_2, w)G_2; \\
 G_1 c_k \frac{dT_1}{dt} &= F_k c_k (T_2 - T_1) + \phi_1(T_1, C_1)q_1 G_1 + q_3 F_{fu} + \\
 &\quad + q_4 \delta F_k + F_{air} c_{air} (T_{air} - T_1) + k_{en} S_1 (T_{en} - T_1); \\
 G_2 c_k \frac{dT_2}{dt} &= F_k c_k (T_1 - T_2) - \phi_2(T_2, C_2, w)q_2 G_2 + \\
 &\quad + c_{raw} F_{raw} (T_{raw} - T_2) + k_{en} S_2 (T_{en} - T_2) + c_{N_2} F_{N_2} (T_{N_2} - T_2);
 \end{aligned} \tag{1}$$

где весовые концентрации кокса на катализаторах в регенераторе и реакторе и соответствующие им температуры; массовые скорости соответственно циркулирующего катализатора в системе, ввода воздуха в регенератор, ввода сырья и азота; весовая скорость ввода сырья; коэффициент теплопередачи в окружающую среду, площадь наружной поверхности регенератора и реактора, массы кипящих слоев в аппаратах по катализатору (предусмотренные по технологическому регламенту); теплоемкости катализатора, сырья и воздуха и азота; тепловые эффекты реакций горения кокса, конверсии сырья, теплотворности топливного газа и адсорбированных углеводородов; , – функции кинетических зависимостей скорости реакции горения кокса и скорости коксотворных реакций, температуры окружающей среды, сырья, воздуха в регенератор и азота.

Судя по модели (1) имеется довольно обширный список факторов, фигурирующих в четвертом уравнении, которых следовало бы отнести к параметрам возмущения. В то же время не трудно прийти к заключению, что указанные каналы возмущающих воздействий характеризуются различными коэффициентами передачи и меняются в разных по ширине диапазонах изменения. Здесь особое внимание привлекает канал возможного влияния на скорость изменения температуры реактора, образующийся за счет подаваемого в линию транспорта катализатора технического азота. Технологическое назначение ввода азота заключается в создании турбулентности потока внутри линии транспорта катализатора для предотвращения застоя, однако довольно высокий коэффициент передачи этого фактора на температуру реактора превращает данный параметр в эффективное управляющее воздействие. Проводя расчеты по тепловому балансу не сложно заключить, что даже 10%-е

варьирование в окрестности номинала этого параметра может покрыть довольно широкий диапазон изменения температуры реактора и оказаться эффективным рычагом стабилизации [5].

Здесь следует отметить, что азот инертен в химическом отношении и изменение параметра не имеет какое-либо влияние процессам, протекающим как в реакторе, так и регенераторе, к чему легко можно прийти, судя по модели (1). Следовательно, данный факт может найти удачного применения поставленной в [6,7] проблемы визуализации с использованием трехмерных фазовых портретов динамической системы реактор-регенератор.

Методы: О применимости линейных систем стабилизации одной из координат модели (1): На рис.1. показана структурно-технологическая схема реакционно-регенерационной системы, осуществляющей процесс дегидрирование изобутана в изобутилен.



Рисунок 1. Структура материальных потоков в циркуляционной системе реактор-регенератор

Основные аппараты – реактор и регенератор функционируют в режиме ПС, которые создаются за счет: исходного углеводорода и азота (в реакторе), а также воздуха (в регенераторе).

Химически инертный компонент – азот, помимо основной функции, вносит охлаждающий эффект, которого целесообразно использовать в качестве управляющего воздействия в системе стабилизации температуры в реакторе. При этом обращает на себя внимание тот факт, что данная система выражено нелинейна, следовательно имеются некоторые основания скептическому отношению локально стабилизируемости одной из координат системы, независимо от всех остальных.

Очевидно, что практика разработок и внедрения АСУ ТП в промышленности, в частности химической, располагает огромным материалом, свидетельствующим о приемлемости линейных САР, хотя подавляемому большинству объектов именно этой отрасли характерна нелинейность динамических связей между координатами [8]. Традиционно на вопросе о степени нелинейности не центрируются особое внимание, поскольку в самой цели стабилизации заключена интервальная ограниченность фазовых переменных и параметров с одной стороны и к тому же отрицательную роль в данном вопросе имеют практические затруднения, связанные с соответствующими тестированиями. Но, конкретно в данном

случае целесообразность проведения подобного анализа питается двумя особенностями поставленной задачи: - это наличие идентифицированной по параметрам промышленной установки математической модели с одной стороны и выдвижение повышенных требований к точности и устойчивости к преобразуемой модели, у которой степень свободы должна быть на единицу меньше.

На рис. 2 приведены разгонные характеристики, полученные по модели (1) (численные значения параметров модели приведены в [4]). Для тестирования степени близости к линейным системам исследовались расхождения кривых отклика на единичные скачки разной амплитуды. Мы сравнивали разные реакции, приведенные к уровню входного ступенчатого воздействия, вычисленные в среде МАТЛАБ [9].

Нормирование графиков осуществили следующим образом:

$$y(t) = Y(\bar{h}, t) / \bar{h}; t \in R^1;$$

$$\bar{h} = (F_{N_2}^{\max} - F_{N_2}^{\min}) / 6.$$

где h_{\max}, h_{\min} – максимальное минимальное допустимые значения массовой скорости ввода азота в линию транспорта катализатора .

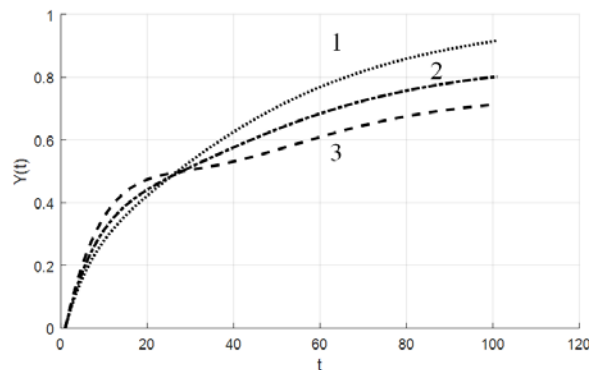


Рисунок 2. Реакции по каналу «расход азота – температура реактора» при трех ступенчатых воздействиях с уровнями: 1- $h = F_{N_2}^{\min} + 1.0 \cdot \bar{h}$; 2- $h = F_{N_2}^{\min} + 2.0 \cdot \bar{h}$; $h = F_{N_2}^{\min} + 3.0 \cdot \bar{h}$; $\bar{h} = (F_{N_2}^{\max} - F_{N_2}^{\min}) / 6$.

Судя по графикам на рис. 2 можно заключить, что в области номинальных значений режимных параметров существует интервал $[0.64F_{N_2} - 1.0F_{N_2}]$, в пределах которого система (1) по рассматриваемому воздействию, обладает приемлемой степенью линейности.

С другой стороны, численный анализ позволил обнаружить, что в области номинальных режимов существует канал, характеризующийся весьма нелинейными влияниями. Так, изменение скорости циркуляции катализатора меняет характер переходного процесса, который проявляет себя опять же на отклике системы на скорость ввода азота.

Серия графиков, отличающихся только по величине параметра F_k отчетливо проявляют качественное различие переходных характеристик по рассматриваемому каналу (рис.3). Ступенчатое увеличение подачи азота при значениях $0.52\bar{F}_k; 0.67\bar{F}_k; 0.71\bar{F}_k; 0.83\bar{F}_k$, получены нормализованные разгонные характеристики, которые приводятся на рис. 3.

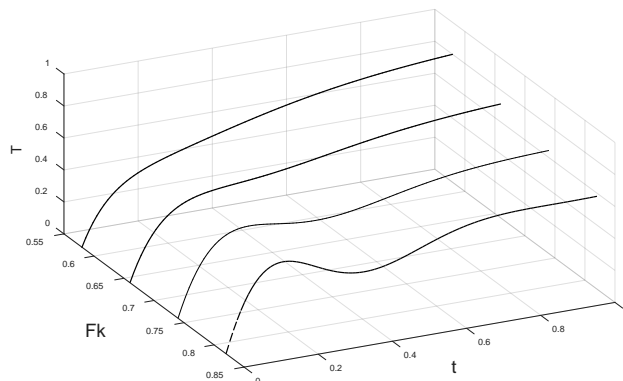


Рисунок 3. Наблюдающиеся качественные изменения в кривых разгона при разных величинах F_k .

Важно отметить, что приведенного характера нелинейность оказывается основным препятствием на пути создания высококачественной системы стабилизации температуры реактора. Так, скорость циркуляции катализатора, являясь рычагом управления подвержен варьированиям, также как и некоторые параметры модели, описывающие факторы возмущения, могут иметь существенные влияния на рассматриваемый канал воздействия. В частности изменение скорости циркуляции меняет качественную картину переходных процессов, аperiodический процесс постепенно, следуя за изменением параметра F_k , превращается в заметно периодический процесс.

Учет этого обстоятельства влечет за собой необходимость подбора надлежащего принципа синтеза линейной САР, обеспечивающей зависимость передаточной функции от параметра системы. Решение подобной задачи обычно рассматриваются в классе каскадных систем автоматического регулирования [10].

Функциональная структура системы стабилизации: Учитывая, что наибольшим коэффициентом передачи обладает канал «скорость циркуляции катализатора – температура реактора», а все прочие каналы, указанные выше, имеют малое влияние, передний план выходит вопрос о влиянии нелинейности данной системы, точнее о масштабе ошибки, допущенной в связи с применением линейной системы стабилизации.

На рис.4. представлены два основных аппарата системы реактор-регенератор, которые снабжены линиями циркуляционного восстановления отработанного катализатора. Термическая стабильность режима может быть выполнена автономно, без влияния на какие-либо иные процессы, протекающие в замкнутой системе.

Температура реактора, измеряясь, далее сравнивается с сигналом датчика для формирования сигнала управляющего воздействия. Учет влияния скорости циркуляции катализатора осуществляется по измерительному сигналу, получаемому от соответствующего датчика. Сигнал управления, формируется по алгоритму каскадной САР, заложенному в программируемый контроллер ТС. Сигнал с этого программируемого устройства направляется на блоки сопряжения и на исполнительные механизмы.

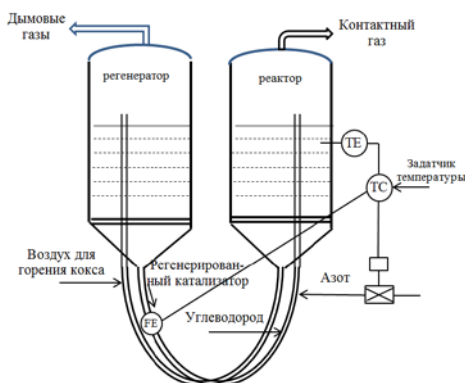


Рисунок 4. Принципиальная схема каскадной стабилизации температуры в реакторе путем воздействия на расход азота.

Выводы: Уравнения динамики теплового баланса реакционно-регенерационной системы, осуществляющей гетерогенно-каталитические процессы в химической и нефтеперерабатывающей промышленности состоят из четырех нелинейных дифференциальных уравнений. Обладая полнотой описания химических и тепловых процессов эти модельные уравнения практически не пригодны для использования в решении задачи визуального управления. В данной работе проделана одна из попыток и получен результат, который заключается в том, что включение технологического параметра в контур управления температурным режимом реактора может решить проблему снижения размерности дифференциальных уравнений до визуально представимого третьего порядка. При этом предстоит решение задачи учета сильного влияния ряда входных параметров системы на динамические свойства реакционно-регенерационной системы посредством применения методов проектирования адаптивных методов синтеза высокоточных локальных систем стабилизации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ё. У. Туруяев, "Osnovi polucheniya butadiyena deqidrirovaniem butana i butilena .", Усп. хим., 35:1 (1966), 121–149; Russian Chem. Reviews, 35:1 (1966), 59–73
2. Kolesnikov Ё.М., Vinokurov V.A., Ёvanov Y.V., Qushin P.A., Kolesnikov S.Ё., Kilyanov M.Y. Kataliticheskiye processi neftepererabotki i nefteximii. М.: 2015, 386 s.
3. Bananov P.Q. Processi pererabotki nefiti. М.: СНИИТНефтехим, 2000. - 224 s.



4. Nagiev A.G., Nagiev G.A., Gulieva N.A. On the Structure of the Space of States for a Thermal Model of Fluidized-Bed Reactor–Regenerator Units and Control Visualization Principles. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering* 53 (1), p. 29-42.
5. F.Szeifert, L.Nagy, T.Chovan. Model-Based Temperature Control of Fed-Batch Reactors. *IFAC Proceedings Volumes. V. 28, 9, 1995, P.165-170.*
6. López R. A., Guerra R. M., Juan L. M. Temperature Control of Continuous Chemical Reactors Under Noisy Measurements and Model Uncertainties. *Journal of Applied Research and Technology* 2012, 10(3).
7. Raza, A., Anwar, M.N. Direct Synthesis Based PID Controller Design for Time-Delayed Unstable Processes in Parallel Control Structure. *J Control Autom Electr Syst* 30, 879–891 (2019). <https://doi.org/10.1007/s40313-019-00513-7>
8. Tumanov M.P. Teoriya upravleniya. Teoriya lineynix sistem avtomaticheskogo upravleniya: Uchebnoye posobiye. - M.: MQIEM., 2005. - 82 s.
9. Kapalin V.İ., Makeenkova D.S., Skobeleva Y.Y. Yadro MATLAB v teorii lineynix sistem upravleniya. M.: İHFRA-M, 2016, 168 s.
10. Q.A.Rustamov. Avtomatik tenzimleme nezeriyyesi. MATLAB/Simulinkdə modelleshdirme. Ali texniki məktəblər üçün dərslik. Bakı -2012, 749 c.

Publication history

Article received: 22.04.2022

Article accepted: 06.05.2022

Article published online: 18.05.2022



HYDRUALIC CALCULATION OF UNDERWATER GAS CONDENSATE PIPELINES

¹Elman Iskandarov, ²Nurlan Emiraslanli

^{1,2}Azerbaijan State University of Oil and Industry, ¹Dean of the Oil and Gas Production faculty, ²Oil and gas transportation and storage, ¹PhD, ²master student,
E-mail: ¹elman.iskandarov@asoiu.edu.az; ²nurlanemiraslanli2@gmail.com

ABSTRACT

The article provides a brief analysis of the main reasons for the multiphase of gas-condensate pipelines, the impact of the liquid phase on the operation of pipelines and the calculation of pipelines to prevent complications that may occur during the transport process in gas-condensate pipelines. The introduction provides a brief overview of the main reasons for the entry of the liquid phase in the gas-condensate pipelines into the gas pipeline and the impact of multiphase on the operation of the pipelines. Even the process of deep separation of gas in gas extraction and gas transportation systems cannot completely prevent the liquid phase from entering the gas pipeline. During the transportation of gas, as a result of changes in the thermodynamic parameters of the gas as a result of environmental influences, the process of condensation of hydrocarbon condensate and water vapor into liquids, ie phase transformation, results in changes in gas density and component composition. This, in turn, leads to a difference between the amount of gas delivered and received. The amount of gas losses in transport systems due to phase transitions varies depending on the seasons. Evaporation can occur as the pressure increases, and condensation can occur as the pressure decreases. At the same time, the lower temperature of the gas enriches it with water vapor and heavy hydrocarbons. The main purpose of hydraulic calculations of pipelines is to find the total pressure losses along the length of the pipeline, the number of stations and the location of stations along the pipeline route. In addition to controlling the transport parameters, it is possible to increase the efficiency of quality and operational control over the operation of the gas pipeline on the basis of constant monitoring of gas quality indicators and composition. In other words, how the properties of the gas component change along the pipeline can be used as a source of information. Significant differences between the components of the gas are detected at the beginning and end of the pipeline. During the transportation of gases through the pipeline, the separation of the liquid phase in the pipelines, such as water and condensate, due to the incomplete preparation of gas, complicates the operational process. Therefore, the transportation of gases and their various mixtures requires a proper assessment of the internal condition of the pipelines and the prevention of additional energy costs. Taking into account the structural changes during the transportation of gases, including their various mixtures, the application of new methods to monitor the operation of the pipeline based on changes in the gas component to diagnose the technological condition of the pipeline was considered. In order to obtain, first of all, the separation of mixtures in the form of separate phases during the transport process should not be allowed

Keywords: gas condensate pipelines, corozion of pipelines, hydrualic calculasion



DƏNİZ SUALTI QAZ-KONDENSAT KƏMƏRLƏRİNİN HİDRAVLİK HESABLANMASI

¹Elman İskəndərov, Nurlan Emiraslanlı

^{1,2}ADNSU, ^{1,2}“Qaz-Neft-Mədən” fakültəsi, ²“Neftin, qazın nəqli və saxlanması” kafedrası, ¹dekan, ²magistrant.

E-mail: ¹elman.iskandarov@asoiu.edu.az; ²nurlanemiraslanli2@gmail.com

XÜLASƏ

Qaz-kondensat kəmərlərinin multifazallığının əsas səbəbləri, maye fazanın mövcudluğunun kəmərlərin işinə olan təsirləri və bu təsirlərin qaz-kondensat kəmərlərində nəql prosesi zamanı yarada biləcəyi fəsadların qarşısının alınması üçün kəmərlərin hesablanması haqqında qısa təhlil verilmişdir. Qazın nəqli zamanı ətraf mühitin təsirləri nəticəsində qazın termodinamik parametrlərinin dəyişməsi ilə onun tərkibində olan karbohidrogen kondensatı və su buxarlarının kondensləşərək maye halına keçməsi prosesi, yəni faza çevrilmələri baş verir ki, nəticədə qazın sıxlığı, komponent tərkibi dəyişir. Bu isə öz növbəsində təhvil verilən və qəbul edilən qazın miqdarı arasında fərq yaranmasına səbəb olur. Faza çevrilmələri hesabına nəql sistemlərində baş verən qaz itkilərinin miqdarı ilin mövsümlərindən asılı müxtəlif olur. Təzyiqin çoxalması zamanı buxarlanma, azalması zamanı isə kondensləşmə prosesləri mövcud ola bilər. Bu zaman qazın temperaturunun aşağı düşməsi onu su buxarları və ağır karbohidrogenlərlə daha da zənginləşdirir. Boru kəmərlərinin hidravlik hesablanması aparılmasında əsas məqsəd boru kəmərinin uzunluğu boyu cəm basqı (təzyiq) itkilərinin, stansiyalarının sayının tapılmasından və stansiyaların kəmərin trası boyu yerləşdirilməsindən ibarətdir.

Açar sözlər: hidravlik hesablama, sualtı qaz-kondensat kəmərləri, kəmərlərin korroziyası.

Giriş: Qaz kəmərlərinin buraxma qabiliyyətinin azalması və çirklənməsinin, nəql prosesində enerji məsrəflərinin artmasının əsas səbəbi qazın təmizlənməsi və qurudulması proseslərinin qənaətbəxş olmamasıdır. Dəniz yataqlarının mənimsənilməsinin ciddi problemlərindən biri a xınların multifazallığı və çoxkomponentliliyi səbəbindən quyu məhsullarının mədəndaxili yığılı və nəqli sistemlərində enerji xərclərinin çox olması ilə əlaqədardır. Dəniz yataqlarından çıxarılan qazlar sualtı boru kəmərləri vasitəsilə qazın yığılması, hazırlanması və nəqli məntəqəsinə çatdırılır və burada ilkin hazırlıq proseslərindən keçdikdən sonra sahilə nəql edilir. Qazların keyfiyyət göstəriciləri boru kəmərləri ilə nəql prosesində də pisləşə bilər. Qaz kəmərləri uzun müddət istismarda olduqda qazın tərkibində olan su, ağır karbohidrogenlər və s. birləşmələr (ballastlar) çökərək kəmərin divarında tıxaclar və ya təbəqə əmələ gətirir. Təhlil göstərir ki, nəql olunan qazın tərkibindən karbohidrogenlərin və suyun çökməsi ilə əlaqədar olaraq qaz kəmərinin buraxma qabiliyyəti 15–20% azala bilər. Texnoloji və magistral qaz kəmərlərinin istismar təcrübəsi göstərir ki, qazçıxarma və qaz nəqli sistemlərində qazın dərin separasiyası prosesi belə maye fazanın qaz kəmərinə daxil olmasının qarşısını tam ala bilmir. Maye fazanın qaz kəmərinə düşməsinin əsas səbəbləri separasiya qurğularının işinin qaneedici olmaması, nəql zamanı qazın temperatur və təzyiqinin dəyişməsi nəticəsində faza çevrilmələrinin qanunauyğunluğu ilə əlaqədardır.

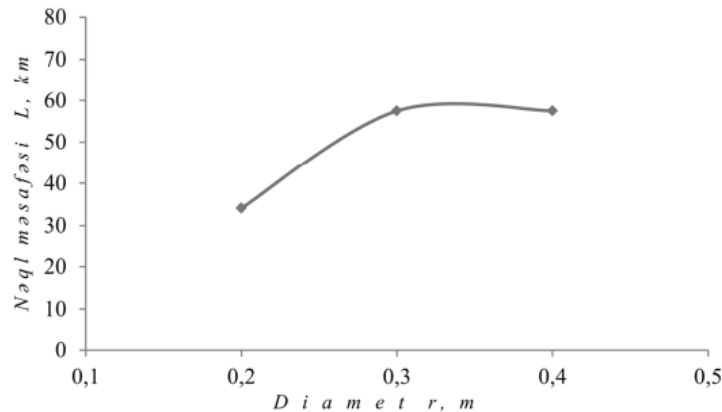
Məqsəd: Qaz-kondensat yataqlarının tükənməyə işlənməsi zamanı qaz-kondensat sisteminin tərkibi fasiləsiz olaraq dəyişilir. Bu səbəbdən də yatağın işlənməsinin əvvəlində təyin edilmiş

maksimal kondensləşmə təzyiqi sonrakı dövrlərdə separatorlarda kondensatın qazdan ayrılması zamanı optimal şərait üçün qənaətbəxş olmaya da bilər. Qaz kəmərlərində qazın temperaturunun düşməsi onun tərkibində su buxarlarının və ağır karbohidrogenlərin daha da artmasına səbəb olur. Son məntəqəyə nəzərən qazın axın sürətinin nisbətən aşağı, təzyiqin isə yüksək olmasına baxmayaraq maye fazanın toplanması daha çox məhz boru xəttinin əvvəlində müşahidə edilir. Qaz kəmərlərinin aşağı hissələrində mayenin toplanması ilk növbədə kəmərin başlanğıcında (qazın axın sürətinin 6-8 m/san qiymətlərinə qədər olan hallarda) baş verir. Kəmərin sonunda, təzyiqin düşməsi səbəbindən qazın axın sürəti 15-20 m/san-yə qədər arta bilər və maye fazanın toplanması ehtimalı aşağı olur.

Metodlar: Qaz axınlarında 2-ci (maye) fazanın mövcudluğunun boru kəmərlərinin işinə göstərdiyi mənfi təsirlərə nümunə kimi aşağıdakıları göstərmək olar:

- qaz kəmərlərinin buraxma qabiliyyətinin aşağı düşməsi;
- qaz kəmərlərinin daxili korroziya və erroziyaproseslərinin intensivləşməsi;
- qaz kəmərinin müəyyən iş rejimlərində qazhidratlarının əmələ gəlməsi;
- qazın sərfinin ölçülməsi xətasının çoxalması;
- qaz kəmərlərində qəza vəziyyətlərinin sayının artması;
- qazın nəqli üçün enerji xərclərinin artması;
- vaxtaşırı qaz kəmərlərinin maye fazadan təmizlənməsi və üfürülməsinin zərurəti.

Buraxma qabiliyyətinin azalmasının kompensasiyası məqsədilə kompressor stansiyalarının sayının 2 dəfə artırılması tikinti və istismar xərclərinin xeyli çoxalmasına səbəb olur; nəql prosesinin maya dəyəri yüksəlir; boru xəttində və ondaquraşdırılmış armatur və avadanlıqlarında sürətli eroziya və korroziya prosesi gedir; bəzi hallarda çirkələnmiş boru kəmərinin təmizlənməsi prosesi yeni qaz kəmərinin çəkilişindən çətin olur və baha başa gəlir.



Şəkil 1. Qaz-kondensat qarışığının nəql məsafəsinin kəmərin diametrindən asılı olaraq dəyişməsi

Aparılan hidravlik hesablamaların nəticələrinə əsasən müəyyən edilmişdir ki, birləşən axından fərqli olaraq qaz-kondensat qarışığının nəql olunma məsafəsi boru kəmərinin diametrindən asılı olaraq sonsuz arta bilməz (şəklə bax). Qazların multifazalılığı ilə bağlı yaranan mədən problemlərinə onların yığılması, hazırlanması və nəqli zamanı ayrı-ayrı qurğuların, texnoloji boru kəmərlərinin sıradan çıxması, qiymətli xammal itkisi, ətraf mühitin çirkənlənməsi və baş vermiş qəzaların nəticələrini aradan qaldırmaq üçün əlavə maliyyə resurslarının sərfi kimi halları daxil



etmək olar. Təhlil göstərir ki, multifazlı qazları nəql edən boru kəmərlərinin dağılmasının böyük əksəriyyəti eroziya və ya eroziya-korroziya xarakterli dağılmalarıdır. Belə ki, kəmərin dağılması onun aşağı səthi boyu baş verir və qısa zaman ərzində korroziya-eroziya prosesləri borunun divarını dağıdan yarıq əmələ gətirir. Boru kəmərləri həm xarici, həm də daxili səthlərindən korroziyaya uğrayır. Daxili korroziyanın yaranmasının əsas səbəbi CO₂, H₂S kimi aqressiv qaz komponentlərinin və yüksək minerallı suların qaz kəmərinə daxil olmasıdır. Boru kəmərlərinin korroziyadan deşilməsi, dağılması daha çox kəmərdə mayelərin toplandığı yerlərində baş verir. Qazın tərkibində maye fazanın olmasının qaz kəmərinin işinə mənfi təsirini göstərən amillərdən biri də, müəyyən şəraitdə qaz kəmərinə qaz hidratlarının əmələ gəlməsi ilə əlaqədardır. Qaz kəmərlərində hidratların əmələ gəlməsi kəmərin məhsuldarlığını azaldır, onun vaxtaşırı təmizlənməsini tələb edir. Təzyiq və temperaturun kəmərin uzunluğu boyu dəyişməsinə, həmçinin qazın başlanğıcda nəmliyini bilərək hidrat əmələgəlmənin tarazlıq parametrlərinə əsasən hidratların boru kəmərinin hansı hissəsində yaranma ehtimalını aşkarlamaq mümkündür.

Qazın tərkibində maye fazanın olması onun sərfinin ölçülməsi zamanı ciddi xətalara baş verməsinə səbəb ola bilər. Beynəlxalq standartlarda sərfölçən cihazlardan keçən qaz üçün əsas tələb onun bircinsli və bir fazalı olmasıdır. Hazırda kondensləşən qazların nəqli zamanı maye fazanın yaranması və diaqnostikası ilə bağlı yaranan problemlər lazımı qədər araşdırılmadığı üçün öz həllini tam tapmamışdır.

Qaz və kondensatın reoloji və fiziki-kimyəvi parametrləri nəzərə alınmaqla onların qarışığını nəql edən sualtı boru kəmərinin hidravlik hesablanmasına baxılmışdır. Baxılan halda qaz fazası əsas faza olduğu üçün, yəni həcmi sərfqazlılığı $\beta=0,99$ təşkil etdiyi üçün qaz kəmərinin hesablanması metodikasından istifadə olunmuşdur. Bu məqsədlə aşağıdakı hesablama düsturundan istifadə olunmuşdur:

$$P_b^2 - P_s^2 = A \cdot \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot L \cdot \rho q}{D^5}$$

burada $A = 561,2 \text{ Pa/K}$. Tədqiq olunan sualtı qaz kəmərinin hidravlik hesablanması fazaların qarşılıqlı təsiri nəzərə alınmaqla həyata keçirilmişdir. Belə ki, boru kəmərinin hesabi diametri qaz kəmərinə (onun ayrı-ayrı hissələrində) qazın və kondensatın paylanmasından asılı olaraq dəqiqləşdirilmişdir.

Nəticə: Tədqiqatlar əsasında aşağıdakı nəticələr əldə edilmişdir: 1. Qaz kəmərləri sistemlərində maye əlavələri olan ikifazlı qaz-maye axınlarının əmələ gəlməsi kondensatın, suyun və yaxud kristal hidratların yığılması öyrənilmişdir.

2. Qaz kəmərinə maye əlavəli qaz axınının hərəkəti zamanı hidravlik müqavimətlər çoxalır, təzyiq itkiləri əmələ gəlir və qaz-boru kəmərlərinin buraxıcılıq qabiliyyəti kiçilir.

3. Qaz kəmərlərinin daxildən maye fazasının qaz axınından çıxarılması qurğularının korroziya və eroziya prosesləri araşdırılmışdır.

ƏDƏBİYYAT

1. H.F. Miralamov, Q.Q. İsmayılov Neftin və qazın boru kemerleri ile neqli. // Darslik. – Baki: NQETLİ, 2010. – 506 s.



2. İsmayılov Q.Q., İsmayılova F.B., İskandərov E.X., Adıgozalova M.B. Neftqazçıxarmada multifazalı texnologiyalar. – Bakı: Elm, 2017, 248 s.
3. Aliev R.A. Belousov B.D., Nemudov A.G. i dr. Truboprovodniy transport nefti i gaza. Uchebnik dlya vuzov. – M.: Nedra, 1988. – 368 s.
4. İsmayılov Q.Q., İskandarov E.X., Seyfullayev Q.H., Nacif V.M. Qaz-kondensat kamarinin hidravlik hesablanması. // “NQGP və K” ETİ nin Elmi asarlari. – Bakı, 2018. – XVIII cild. – S.276-281.
5. İskandarov E.X. Daniz yataqlarında multifazalı quyu mahsullarının yığılması va naqlinin optimal texnologiyaları. // Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının xəbərləri – Bakı, 2017. – Cild 9, №3. – S.92-100.

Publication history

Article received: 18.04.2022

Article accepted: 02.05.2022

Article published online: 18.05.2022



FORECAST OF HYDROCARBON RATIOS BASED ON EXTRACTED RESERVES

¹Royal Yusibov, ²Tofiq Samedov

^{1,2}ASOİU, ^{1,2}Oil & Gas & Mining faculty, ¹Reliability and operational efficiency of offshore oil and gas facilities, ¹field Specialist, ¹Schlumberger, ¹master s degree, ²Department of Oil and Gas Engineering, ²professor
Email Address: royal.yusibov@ufaz.az

ABSTRACT

The article provides an analysis of the forecast of hydrocarbon ratios based on the data extracted. Various methods are used in the technological processes of gas extraction in order to build forecast models of the final gas-condensate yield coefficients.

It is important to select the most accurate and reliable models in order to determine the recoverable reserves of gas and condensate fields operated in flood and depletion regimes or to assess the effectiveness of geological and technical measures taken to increase development efficiency.

Mathematical modeling methods are widely used for analysis, control of gas and condensate field development and qualitative and quantitative forecasting of its technological parameters.

At the same time, long-term operation of gas-condensate fields shows that the application of erolution modeling methodology, which is one of the most accurate methods for determining the forecast values of recoverable gas reserves for different stages of development, is more appropriate.

Keywords: Extracted reserves, hydrocarbon ratios, forecast, regimes, water pressure, gas-condensate fields.

Introduction: The main principles of the system of efficient development of oil fields also apply to gas fields. However, the development of gas fields is different from the development of oil fields. This results in the following characteristics of gas fields:

1. Significant differences in the physical properties of gas and oil; The gas has a lower viscosity than oil, has a specific gravity and a very large compressive capacity.
2. Gas also differs from oil by its commodity quality. At present, the problem of long-term storage of large amounts of gas has not been resolved, so gas production should not exceed the level of daily demand for it.
3. In addition to being used as a raw material for the extracted gas, fuel and chemical industries, its mechanical energy, pressure energy, is also used.

At present, this energy is used only to extract the gas from the reservoir and transport it to the consumer. However, the pressure energy of the gas can be used for other purposes. Due to the above features, there are significant differences between the design of gas and oil field development systems. The main initial information for the design of gas fields is the daily gas production to be extracted from individual fields, which is determined by the current gas demand of enterprises currently consuming gas. According to the plan for the construction and commissioning of gas pipelines and gas-consuming plants, the dynamics of daily gas production changes over time.



The extracted gas can be used for local needs and processing and can be sent to remote locations via gas pipelines. In determining the processing system, the consumption of gas plays a major role. Therefore, the development system of the new gas field is closely related to the formation-well-gas pipeline-consumer system. In the operation of gas condensate fields, the extraction of oil gas from interconnected technological operational wells, its processing and injection of ordinary gas into the formation must be carried out accurately. Each of the above operations requires special equipment.

The equipment and mode of operation of the production wells are the same as in the wells in the gas fields. During operation, pressure, temperature, flow, specific gravity, gas and condensate content are carefully controlled. The well product must be analyzed continuously to detect the presence of dry gas in the well. To obtain maximum condensate from the well product, the pressure in the trap must be equal to the maximum condensing pressure. The maximum possible flow rate of production wells is determined taking into account the characteristics of the reservoir and the conditions of reverse condensation of hydrocarbons. This limits the ability to adjust the well's operating mode through buffer pressure. Regulation is also needed to ensure full operation of the equipment for condensate treatment. [1]

Objective: In order to design a gas field, the nature of the pressure change in the field and the movement of the gas-water contact must be determined, depending on the daily gas production. Changes in these factors mainly depend on the regime of the field. Development of the gas field can be carried out in gas, water pressure and mixed modes. In gas mode, the only force that allows gas to flow into the well is its own pressure. In the water pressure mode, the contour and heel water replace the gas extracted from the formation, ensuring that the pressure remains at the same level.

In the mixed mode, the gas moves to the bottom of the well due to both water pressure and gas pressure. Knowing the presence of contour or heel water, it is not possible to determine the regime of the gaseous layer, because the permeability of the layer at the boundary of gaseous and aqueous zones may be very low or the layer may be closed (ie the layer may not be fed from the outside). In such cases, the role of the aqueous part of the formation in the compression of the gas will be small.

Even when the reservoir pressure is active, the reservoir can often be exploited, mainly by gas energy. This happens when the phase conductivity of the gaseous part of the formation for water is low and the gas extraction is carried out at a rapid pace. As a result, the movement of water in the formation lags far behind the rate of pressure drop. Based on the operation of individual wells and initial hydrodynamic calculations, it is possible to determine which development regime will occur in the formation. If the driving force is only the pressure of the compressed gas, the initial volume of the gaseous part will not change over time and the pressure there will decrease.

Various methods are used in the technological processes of gas extraction in order to build forecast models of the final gas-condensate yield coefficients.

It is important to select the most accurate and reliable models in order to determine the recoverable reserves of gas and condensate fields operating in flood and depletion regimes or to assess the effectiveness of geological and technical measures taken to increase development efficiency.

Mathematical modeling methods are widely used for analysis, control of gas and condensate field development and qualitative and quantitative forecasting of its technological parameters.



At the same time, long-term operation of gas-condensate fields shows that the application of erolusion modeling methodology, which is one of the most accurate methods for determining the forecast values of recoverable gas reserves for different stages of development, is more appropriate. [2]

Methods: The main technical parameters of the gas field development process are determined by gas-dynamic calculations. As a result of gas-dynamic calculations, changes in reservoir pressure, well production and number of wells are determined depending on time and the amount of gas extracted from the reservoir. In order to solve the above problems, it is necessary to solve together the material balance, the dependence of the well flow rate on the difference of the pressure squares and the expressions reflecting the operating conditions of the well. In general, gas-dynamic calculations are performed in gas mode, as it is not possible to accurately determine the layer regime at the beginning of development in gas fields. Then, after the layer mode is determined in the development process, adjustments can be made to the development design.

The growth curves of the development indicators can be expressed by the following type of erolusion model.

$$= A + B$$

Here, the coefficients of models A, B and α represent the characteristics of the stage under consideration, so t when is equal to.

In order to determine the current and final hydrocarbon ratios of the productive strata, the recoverable reserves for gas and condensate are determined for different stages of the stratum development under study. Application of the method of evolutionary modeling of extractable gas and condensate reserves at the stage of development of the formation consists of two research stages. In the first stage of the study, the initial information is analyzed. A forecast model of the last part of the dependence on the change in production is developed. Based on the obtained model, the recoverable gas reserves are determined in stages. Based on them, a set of data on current and final gas condensate yield coefficients is systematized. [3]

Let's look at the application of the above mathematical modeling method in a real gas-condensate field. For this purpose, information on gas condensate produced from the VII horizon of the Sangachal-Deniz, Duvanni-Deniz, Khara-Zira island gas condensate field was collected and systematized. With the help of a model organized on the basis of systematized data, it was possible to determine the recoverable reserves for the development of the transition to the VII horizon with the application of a pre-designed algorithm. With the help of this information, gas condensate yield coefficients for years were determined. Based on this information, and dependencies were constructed.

As a result, models have been developed for the determination and forecast of current and final gas-condensate yield coefficients for the VII horizon of the Sangachal-Deniz, Duvanni-Deniz, Khara-Zira Island field before and after stratification.



- For the pre-watering stage
- For the next stage after watering

$$= 0,886 - 1,233\exp(-0,0783t)$$

Thus, models have been proposed to determine the forecast value of the current and final gas yield coefficients for the horizon under study. As a result of the application of the obtained models, it is possible to regulate and control the development of fields or horizons according to the stages of operation on the basis of gas supply data.

Taking into account the daily production of gas, the physical parameters of gas, water and formation, it is possible to calculate the progress of water in the gas field. If the calculation reveals that the gas contour progresses a very short distance over a long period of time, then the formation mode can be considered as a gas mode in practice. When the advance of the gaseous contour is sufficient, the formation mode is submerged or mixed mode. As a result of studies conducted at the beginning of the development of the gas field, the rate of progress of the gas-water contact can be calculated in advance. However, the resulting equation will be very approximate. The approximate calculations obtained can be adjusted using the material balance equation during the life of the layer. [4]

Conclusion: 1. With the help of a model based on systematized data, it was possible to determine the recoverable reserves for the development of the transition to the VII horizon with the application of a pre-designed algorithm. With the help of this information, gas condensate yield coefficients for years were determined.

2. In order to determine the current and final hydrocarbon ratios of the productive strata, the recoverable reserves for gas and condensate are determined for different stages of the development of the stratum under study.

3. Application of the method of evolutionary modeling of recoverable gas and condensate reserves at the stage of development of the formation consists of two research stages. In the first stage of the study, the initial information is analyzed. A forecast model of the last part of the dependence on the change in production is developed

REFERENCES

1. Abdullaev M.A. Deep pumps. Aznefteizdat, 1951.
2. Abdullayev M.A. Underground equipment in pump operation. Azneftnashr, 1952.
3. Abdullaev M.A., Ol'shvang D.E., Subbotin M.A. Chemical anchoring of soil in the bottomhole zone of oil wells. Proceedings of AzNII DN, no. 1, Aznefteizdat, 1954.
4. Aliev Sh.N., Badalyan G.A. On the mobility of oil-bearing contours. Aznefteizdat, 1956.



ÇIXARILAN EHTİYATLARIN MƏLUMATLARINA ƏSASƏN KARBOHİDROGEN ƏMSALLARININ PROQNOZU

¹Röyal Yusibov, ²Tofiq Səmədov

^{1,2}ADNSU, ^{1/2}Qaz-Neft-Mədən fakültəsi, ^{1/2}Dəniz neft-qaz qurğularının etibarlılığı və istismar səmərəliliyi, ¹Schlumberger, ¹sahə üzrə mütəxəssis, ²Neft qaz mühəndisliyi kafedrası, ¹magistr, ²t.e.d., ²professor.

Email: royal.yusibov@ufaz.az

XÜLASƏ

Məqalədə çıxarılan ehtiyatların məlumatlarına əsasən karbohidrogen əmsallarının proqnozu təhlili verilmişdir. Qazçıxarmanın texnoloji proseslərində son qaz-kondensat verim əmsallarının proqnoz modellərinin qurulması məqsədi ilə müxtəlif üsullar tətbiq olunur.

Su basqısı və tükənmə rejimlərində istismar olunan qaz və kondensat yataqlarının çıxarılabilən ehtiyatını dəqiqləşdirilməsi və yaxud işlənmənin səmərəliliyini artırmaq üçün tətbiq olunan geoloji – texniki tədbirlərin effektivliyini qiymətləndirmək məqsədi ilə ən dəqiq və etibarlı modellərin seçilməsi vacib məsələlərdəndir.

Qaz və kondensat yataqlarının işlənməsinin təhlili, nəzarət edilməsi və onun texnoloji göstəricilərinin keyfiyyət və kəmiyyətə proqnozlaşdırılması üçün riyazi modelləşdirmə üsulları geniş tətbiq olunur.

Eyni zamanda uzun müddət qaz-kondensat yataqlarının istismarı göstərir ki, işlənmənin müxtəlif mərhələləri üçün çıxarıla bilən qaz ehtiyatlarının proqnoz qiymətlərinin təyini üçün dəqiq üsullardan olan erolusion modelləşdirmə metodikasının tətbiqi daha məqsədə uyğundur.

Açar sözlər: Çıxarılan ehtiyatlar, karbohidrogen əmsalları, proqnoz, rejimlər, su basqısı, qaz-kondensat yataqları.

Publication history

Article received: 20.04.2022

Article accepted: 06.05.2022

Article published online: 18.05.2022



DETERMINATION OF THE INSIDE DIAMETER AND CAPACITY OF A VERTICAL GRAVITY SEPARATOR

¹Rza Behbudov, ²Shahin Ismayilov

^{1,2}ASOIU, ^{1,2}Oil & Gas & Mining faculty, ^{1,2}Department of Oil and Gas Engineering, ¹master's degree, ²PhD, ²head of the department, Email: rza.behbudov.99@gmail.com, shahin.ismayilov@asoiu.edu.az

ABSTRACT

The article provides a brief analysis of the internal diameter and capacity of a vertical gravity separator. The process of separation should be understood as the process of separating the solid, liquid and vapor phases in a stream.

Devices in which liquid and solid phases are separated from gas are called separators. Separators used in gas condensate mines are divided into classes according to their different qualities. Separators are divided into the following types (classes) according to their purpose:

- a) working separators;
- b) measuring separators.

Separators are cylindrical and spherical according to their geometric shapes. Separators are vertical, horizontal and inclined depending on their position in space. Due to the phase separation, the separators are of mechanical, liquid and electric type. Mechanically operated separators that separate phase separations according to their strength are divided into gravitational, centrifugal and filter-sensitive (separating).

Keywords: vertical, gravitational, separation, steam, measuring separators, horizontal

Introduction: The main types of separators (Fig.1) have four sections: I- percussion - dripping; II - divisive; III - sedimentary; IV - stagnant - sedimentary. Determine the separation coefficient of the efficiency of the separators. Separation coefficient means the ratio of the mass of solid or liquid phases trapped in the separator to the mass of those phases entering the separator:[1]

$$\eta_s = \frac{G_0 - G_{tu}}{G_0} = 1 - \frac{G_t}{G_0} = 1 - \eta_{tut}$$

I- percussion - dripping; II - divisive; III - sedimentary; IV - stagnant - sedimentary

The separation coefficient depends on many factors:

- 1) the amount of solid and liquid phases in the flow entering the separator;
- 2) physical properties of the phases separated in the separator;
- 3) the velocity of the gas in the separating and settling sections of the separator;
- 4) the period of stay of the separated phases in the separator with separating and settling sections;
- 5) from the place of installation of the reduction device;
- 6) impact forces depending on the characteristics and nature of the separator design.[2]

It is known from the experience of operating different types of ATSQ that the separation coefficient in these devices is 0.75-0.98. It is considered that this type of separators do not trap droplets with a diameter of 0.002 mm.

The performance of the separators depends on the following;

- the ability to release;
- separation coefficient;
- special metal consumption for capacity;

- from the specific pressure of the formation pressure applied to the processed gas or condensate in the separators.[3]

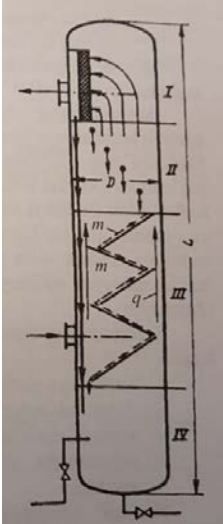


Figure 1. Diagram of a vertical gravitational separator

Objective: An analytical report of the inside diameter and discharge capacity of the separators can be made only if the structure of the flow determines the shape and behavior of the particles due to the radial distribution of droplets and solids in the liquid. In this case, the dependence of the gas flow rate on the separator on the velocity and the radius of the trapped particles on the separation coefficient can be determined analytically. Such a theoretical report has not yet been identified and applied in gas condensate fields.

The following cases can be accepted during the report of separators:

- solid or liquid particles are spherical;
- the flow of gas in the separator is fixed;
- the movement of particles in the separator is free;
- The rate of sedimentation (movement) of particles in the separator is constant.

A gas separator should be understood as a vertical straight-shaped device with a cylindrical shape with a horizontal liquid collection. A short pipe for gas inlet is placed at the top of the separator and a specially designed device is installed to create turbulence in the gas flow. In the lower part of the separator, a short pipe is laid inside the separator for the outlet of the separated gas and a straight gas flow guide is installed on it. The volume of liquid collected in the separator is located below and a vertical mesh foam grid is attached to it.[4]

All process pipes, fittings and control measuring devices of the gas separator are assembled on one base (frame). Its size allows it to be transported by various means of transport (road, rail, etc.). The following are the operating parameters of a type of separator:

Working pressure, Mpa	16
Gas discharge capacity, mln.m ³ /day	5
Working temperature, K	373
Weight, kq	22576

These gas separators are manufactured in Ukraine and have the following types of separators: QSVI-1000-64; QSV-2400-64; QSV-1000-160.

These separators have a liquid separation coefficient of 0.98, their specific metal consumption is 2.5 times less than that of blinds separators and 5 times less than that of gravity separators.

Methods: The gas separator QSV-2400-64 (Fig.2) consists of a housing (body) - 7, its diameter is 2400 mm, height - 8460 mm, and the working pressure is 6.4 MPa. The gas enters the separator through three short pipes - 6 (diameter 400 mm) located in the middle of the separator and at an angle of 120° to each other. The separated gas is removed from the separator through three short pipes with a diameter of 400 mm placed at the top.[5]

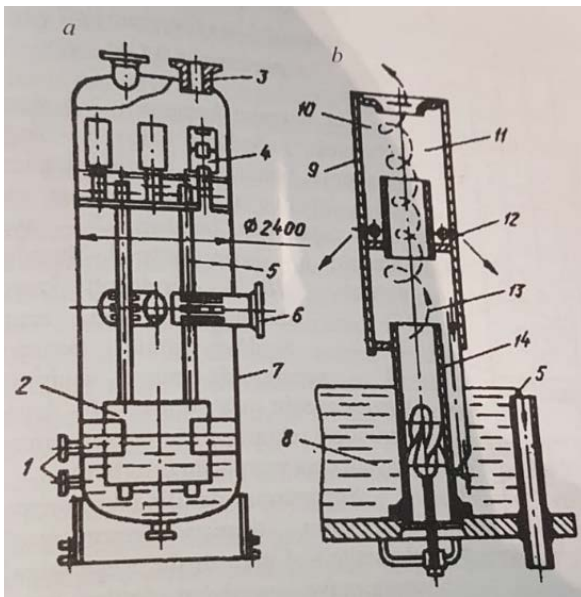


Figure 2. QSV - 2400-64 gas separator separation element (b) and cross section (a)

1 - the outlet of the accumulated liquid; 2 - vodka; 3 - gas outlet; 4 - separation element; 5 - filtration pipe; 6 - gas inlet; 7 - separator body; 8 - stationary axial vortex generating device; 9 - separation; 10 - ("vyhlopniye") holes; 11 - the second zone of separation; 12 - empty area (hole, "otverstiye"); 13 - the first zone of separation; 14 - separation changing the direction of the fluid from the element.

Separation elements -4 are installed on the horizontal plates inside the separator. After separation, the liquid is filtered from the plate through the filter tubes - 5 to the lower part, and from here through the short tubes attached to the separator - 1 is removed from the separator. A turbulent device mounted on a stationary axis in the separator - 8, rotates the oil flow, in the separation chamber under the influence of centrifugal forces - 9 is divided into mixed phases. The separated gas is removed from the separator by means of a diaphragm outlet - 10. The liquid separated in the separation element flows through the pipe - 14 to the lower part of the separator. The maximum liquid separation in the separator occurs in the first separation zone - 13. In the second separation zone in the separator - 11 the trapped liquid is filtered down from the plate through the



cavity inside the separator ("opening"). Separation elements are attached to the plate with a special quadrangle .[6]

Conclusion: 1.The oil flow enters the separator through a tangential inlet nozzle (nozzle), which creates a vortex in the flow through spirals located on the vertical axis of the inlet chamber. The rotating drill flow moves upside down through the smoothing drum and the separator body to the vortex chamber.

2.Under the influence of centrifugal forces from the rotating drilling fluid flow, the liquid is thrown into the wall of the vortex chamber, from where the liquid passes through the reversing chamber, is filtered downwards into the sedimentation chamber, and after collection is removed from the separator. The gas, on the other hand, continues to rotate around a vertical axis, passing through the vortex chamber at increasing speed and entering the vortex-holding tube. Inside the vortex-trap, the liquid particles suspended in the gas flow are carried by a high-velocity rotating gas stream to the outlet along the vortex-trap wall.

3.This liquid, along with a portion of the gas flow (approximately 10% of the total flow), is returned to the vortex chamber through a reverse circulation pipe and mixed with a high-velocity gas stream in the center of the vortex. phase fluid) is filtered and collected there. The main gas stream, cleaned of liquid and solid particles, exits the separator by continuously moving upwards with a whirlpool holder. These separators are used in the study of gas condensate wells containing hydrogen sulfide and carbon dioxide.

REFERENCES

1. Iskandarov E.X., Sh.H. Aliyev H.Z. Gas of OGPU named after Tagiyev technology of transportation of natural and associated gases in fields research // Scientific works of "NQGP and K" Research Institute, Baku, 2014, XV volume, p. 219-232.
2. Fariz F. Ahmed, E.X. Iskandarov, Sh.H Aliyev, L.Q. Hajikarimova Well in operation of underground gas storages new designed to prevent the zone from collapsing Development of design filter // "Azerbaijan Airlines" CJSC National Aviation Academy Scientific Proceedings, Baku, 2015, Volume 17, №2, pp.39-44.
3. H. Gurbanov, E. Iskandarov, A. Karimova on gas transmission lines study of phase transitions and gas drying process // AzTU Scientific works, c. 1, №3, Baku, 2016, p.24-29
4. İsmayilov G. G., Nurullayev V.H., İskenderov E. H. The Role of Saturated Vapor Pressure of Cavitations in the process of oil supply // «Bulletin of Environment, Pharmacology and Life Sciences, 2016, Vol 5, (6) May, p.15-24.
5. İsmayilov G.G., Nurullaev V.H., Musaev S.F., İskenderov E.H, İsmayilova F.B. The Prediction Of Water Cutting And Dencity Of Oilwatercondensat Mixes // «International Journal Of Engineering Sciences & Research Technology, 2016, 5 (8) August, 768-775.
6. Internet resources



VERTİKAL QRAVİTASİYALİ SEPERATORUN DAXILI DIAMETRİNİN VE BURAXMA QABİLİYYƏTİNİN MÜƏYYƏN EDİLMƏSİ

¹Rza Behbudov, ²Şahin İsmayilov

^{1,2}ADNSU, ^{1,2}Qaz-Neft-Mədən fakültəsi, ²Neft qaz mühəndisliyi kafedrası, ¹magistr, ²dosent, ²kafedra müdiri
E-mail ünvanı: ¹rza.behbudov.99@gmail.com; ²shahin.ismayilov@asoju.edu.az

XÜLASƏ

Məqalədə vertikal qravitasiyalı seperatorun daxili diametrinin və buraxma qabiliyyətinin müəyyən edilməsinin qısa təhlili verilmişdir. Separasiya prosesi dedikdə- axındakı bərk, maye və buxar fazalarının bir-birindən ayrılması prosesi başa düşülməlidir.

Cihazlar, hansılarda ki maye və bərk fazalar qazdan ayrılır, onları seperator adlandırırlar. Qazkondensat mədənlərində istifadə olunan seperatorları müxtəlif keyfiyyətlərinə görə siniflərə bölürlər. Təyinatına görə seperatorlar aşağıdakı tiplərə (siniflərə) bölünür:

a) işçi seperatorlar;

b) ölçü seperatorları.

Seperatorlar həndəsi formalarına görə silindrik və kürəvari olurlar. Fəzadakı vəziyyətinə görə seperatorlar vertical, horizontal və maili olurlar. Faza ayrılmasına görə seperatorlar mexaniki, maye və elektrik tipli olurlar. Faza ayrılmasını gücünə görə ayıran mexaniki üsulla işləyən seperatorlar qravitasiyalı, mərkəzdənqaçma və süzgəcli (sezgəcəlementli) bölünür. Qazçıxarma sənayesində əsas tətbiq edilən seperatorlar vertikal (horizontal) qravitasiyalı seperatorlar, mərkəzdənqaçma tipli seperatorlar və vertikal jalüzlü seperatorlar, həm də horizontaldir.

Açar sözlər: vertikal, qravitasiyalı, separasiya, buxar, ölçü seperatorları, horizontal.

Publication history

Article received: 20.04.2022

Article accepted: 06.05.2022

Article published online: 18.05.2022



EVALUATION METHOD OF IMPACT OF GAS-MOTOR COMPRESSOR DESIGNS ON THE AMPLITUDE OF GAS PULSATIONS IN DISCHARGE LINES

Shahriyar Baghirov

ASOIU, Department of Transportation and Storage of Oil and Gas, candidate for a PhD in Technology.

E-mail:shahriyar.baghirov@gmail.com

ABSTRACT

The article is dedicated to analysis of effects of gas communication constructions on pulsation amplitude which originates from periodic work of gas-motor compressors. The objects of research are the types of gas-motor compressors MKS12/(75-85)-(85-180) and 10GKNAM1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150).

A design technique and construction of diagram of gas entrance to buffer capacity of a compressor, which allows the estimation the dynamic processes in gas brace was given. The method is based on the design of a quantity of a gas portion entering the buffer capacity in equal interval of time. Due to the built diagrams the analysis of dynamics of gas movement in buffer capacity and gas pipelines is carried out. This technique is recommended to be used at a choice of the compressor equipment for concrete pressure regimes and productivity.

The analysis of influence of a design of gas-motor compressor's buffer capacity on amplitude of pulsations was carried out.

Keywords: gas-motor-compressor, amplitude of pulsation, the piston compressor, the buffer capacity, compressor cylinder, design method.

Introduction: In systems of gas-lift oil production, transportation and storage of natural gas, reciprocating compressors are widely used, which provide gas compression in a wide range of pressures.

As a result of the periodic nature of the piston compressor operation, gas pressure irregularities (or gas pressure pulsations) arise, which has a major impact on the technical, economic and operational parameters of the compressor, as well as on the reliability and operability of the communications that are part of the compressor unit.

The unevenness of pressure generated by the mechanical movement of the piston and untimely opening of the valve, gradually moving from the piston, gets a harmonic character of oscillations, while the amplitude of oscillations of the generated wave, depending on the characteristics of the gas system and its wave resistance, can either increase or decrease [7].

Objective: The object of the research is gas-motor compressors of the type MKS12 / (75-85) - (85-180) and 10GKNAM1 / (50-53) - (70-125) / 90- (125-150), operated in the Garadagh and Kalmaz UGS facilities as their gas communications. Main design parameters of gas engine compressors are shown in Table 1.

Table 1. Main design parameters of gas engine compressors.

Parameters	Numerical values	
Gas-motor-compressor brand	MKS12/ (75-85)-(85-180)	10GKNAM1/ (50-53)-(70-125) 90-(125-150)
Type of gas-motor-compressor	Single-acting, opposed piston, three compressor cylinders on each side	Piston, crosshead, double-acting, five compressor cylinders on the right side
Number of stages ГМК	1	1
Cylinder diameter, mm	220	140
Diameter of suction/ discharge valve of cylinder, mm	160	125
Number of cylinders	6	5
Rod diameter, mm	120	76
Piston stroke, mm	340	356
Crankshaft rotation speed, RPM	400	300
Crankshaft speed variation range, RPM	300-400	270-305
Share of total capacity per buffer tank	0,5	1,0

Gas-motor compressors (ГМК) MKS12 and 10GKNAM are low-speed long-stroke machines - their maximum rotational speed does not exceed 400 RPM. For modern compressors, this figure is in the range of 800-1000 RPM. To ensure the required performance, a sufficiently large piston stroke (340-356 mm) is considered, while for short-stroke machines it does not exceed 140-180 mm.

The main characteristics of the operating modes of the gas-motor compressor MKS12/(75-85)-(85-180) are shown in Table 2 [9]. All six cylinders of the ГМК MKS12 are single-acting cylinders with the working cavities located on the side of the cover. On the shaft side, there are balancing chambers in which the suction pressure is maintained. The dead space of the cylinders is fixed since the compressor does not have any capacity control devices.

Table 2. Main parameters of working regimes of compressor MKS12/ (75-85) -(85-180)

Parameters	Numerical values (suction/discharge)			
Working pressure, MPa (Abs.)	7,5/8,5	7,5/18,0	8,5/8,5	8,5/18,0
Working environment temperature, °C	30/39	30/98	30/30	30/87
Productivity, nm ³ /h	86 786	58 474	104 113	74 469
Productivity passed through each buffer tank, nm ³ /h	43 393	29 237	52 056,5	37 234,5

The opposed nature of the compressor design predetermines the connection of two buffer tanks on the suction line and two on the discharge line, one for every three rows.

Consequently, the capacity passed through each tank is equal to half of the total capacity of the compressor. The most dangerous from the point of view of the level of pressure imbalance is the

compressor operating mode 7.5-18.0 MPa, which is characterized by the highest compression ratio and the lowest productivity. Typically, under these conditions, the highest gas pressure pulsation occurs.

The main characteristics of the operating modes of the gas-motor compressor 10GKNAM1/ (50-53) - (70-125)/90-(125-150) in table 3 [8]. All five cylinders of GMK 10GKNAM are double-acting cylinders with the placement of working cavities on the side of the cover and on the side of the shaft. The dead space of the cylinders is fixed since the compressor does not have any capacity control devices.

Table 3. Main parameters of working regimes of compressor 10ГKHAM1/ (50-53) -(70-125)/90-(125-150)

Parameters	Numerical values (suction/discharge)			
Working pressure, MPa (Abs.)	5,3/7,0	5,0/12,5	9,0/12,5	9,0/15,0
Working environment temperature, °C	30/50	30/101	30/54	30/68
Productivity, nm ³ /h	37 300	27 600	59 300	50 500

The design of the compressor predetermines the connection of one buffer tank on the suction line and one on the discharge line, one for five rows. Consequently, the capacity passed through each tank is equal to the total capacity of the compressor.

The most dangerous from the point of view of the level of pressure imbalance is the compressor operating mode 5.0-12.5 MPa, which is characterized by the highest compression ratio and the lowest productivity. These conditions cause the greatest gas pressure pulsation.

The experience of operating these compressors in underground gas storage facilities has revealed number of serious problems associated with the design and the characteristics of the gas system [2, 10].

Methods: As you know, the compressor cycle consists of the following stages: suction, compression, discharge, expansion, and suction again [4].

A typical diagram of the pressure change in the cylinder is given in Fig. 1. [1]. It corresponds to single-acting cylinder operation as measured from the cylinder head side. This diagram corresponds to the operation of one of the investigated compressors - MKS12/ (75-85) - (85-180). From the suction and discharge pressures, a conclusion can be made about the operation of the cylinder.

Figure. 2 shows a combined graph of the signal of vibrations and pressures in the cylinder, observed both from the side of the cylinder head and from the side of the crankshaft, which corresponds to the operation of another investigated compressor - 10GKNAM1/ (50-53) - (70-125)/90-(125-150) [1].

A detailed study of the processes of distribution of loads over the cylinders makes it possible to identify the causes of the arising abnormal pulsations in the buffer tanks and connecting pipelines [5].

By distributing the load more evenly, preventing pressure fluctuations from cylinder to cylinder, an overall increase in load can be achieved, thereby significantly increasing productivity [6].

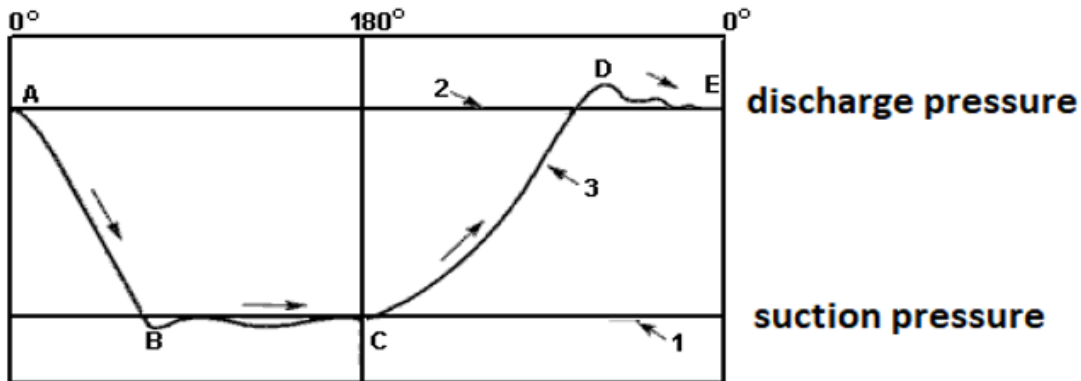


Figure 1. Compressor cylinder pressure (cylinder head side)

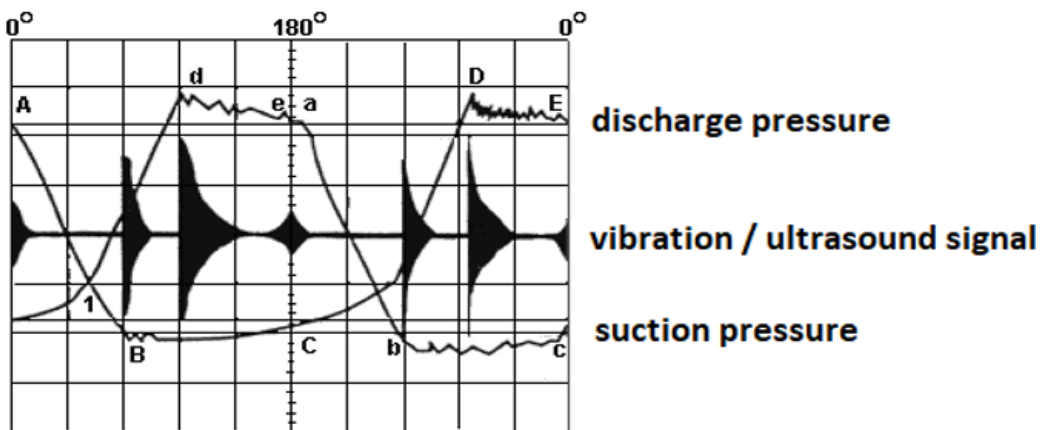


Figure 2. Pressure in a double-acting cylinder. (Capital letters on the cylinder cover side, italics on the crankshaft side).

Legend: A, a - discharge is over, B, b - suction is opening, C, c - suction is over, D, d - discharge is opening, E, e - discharge is ending. A, a - B, b - expansion stroke, B, b - C, c - suction stroke, C, c - D, d - compression stroke, D, d - E, e - discharge stroke, 1 - equalization of pressure in the cylinder.

Results: To clarify the real picture of the flow of gas from the cylinders into the buffer tanks, the number of gas portions was calculated for an equal period of time (Table 4).

Table 4. Calculation of the number of portions of gas for an equal period

Parameter	MKS12	10GKNAM
Crankshaft rotation speed, RPM (RPS)	400 (6.67)	300 (5.0)
Number of cylinders working for single buffer tank	3	5
Number of working cylinder chambers	1	2
The number of gas outlets into each buffer tank per second	$3 \cdot 1 \cdot 6.67 = 20$	$5 \cdot 2 \cdot 5 = 50$
The number of gas outlets into each buffer tank per 0.2 seconds	$20 \cdot 0.2 = 4$	$50 \cdot 0.2 = 10$
The amount of gas discharged into the buffer tank in each portion, nm^3	$29237/3600/20 = 0.406$	$27600/3600/50 = 0.153$
Crankshaft rotation angle per second, ° degree	$400/60 \cdot 360 = 2400$	$300/5 \cdot 360 = 1800$
Crankshaft rotation angle corresponding to one compression cycle	$2400/20 = 120$	$1800/50 = 36$
The angle of the exhaust valve in an open position, ° degree	48	

As it can be seen from Fig. 3, in the MKS12/(75-85)-(85-180) gas-motor compressor, gas is released into the buffer tank every 0.05 seconds for 0.02 seconds, which corresponds to 48° crankshaft rotation. Following this, within 0.03 seconds (72° of crankshaft rotation), i.e. for 1.5 times longer period, no gas enters the buffer tank. If we take into account that gas flows alternately from three cylinders to different parts of the buffer tank and each portion contains a sufficiently large volume of high-pressure gas (0.406 nm^3), then a clearly unbalanced dynamics of gas movement in the buffer tank appears.

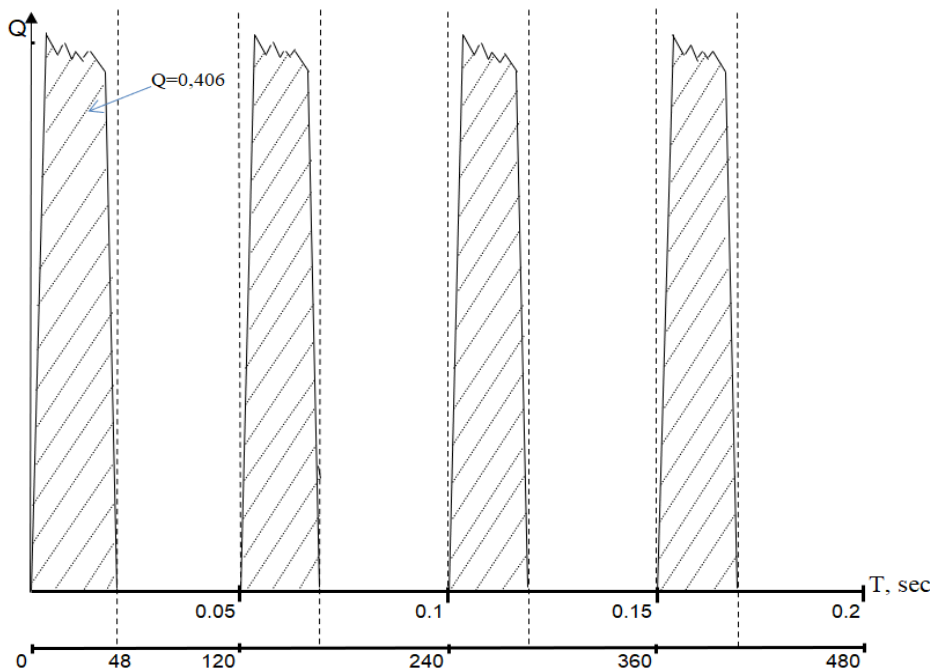


Figure 3. Diagram of gas releases into the buffer tank during 0.2 seconds for the gas engine compressor MKS12/(75-85)-(85-180).

In the 10GKNAM1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150) gas-motor compressor, gas is released into the buffer tank every 0.015 seconds, which corresponds to 36° crankshaft rotation, and the duration of each release is 0.02 seconds (48° of crankshaft rotation). The next release of gas into the buffer tank starts in 0.015 seconds (36° of crankshaft rotation) after the previous one, while within 0.005 seconds (12° of crankshaft rotation) gas enters the buffer tank simultaneously from two cylinders. Diagram of gas releases into the buffer tank for 0.2 sec for the gas engine compressor 10GKNAM1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150) was shown in Figure 4.

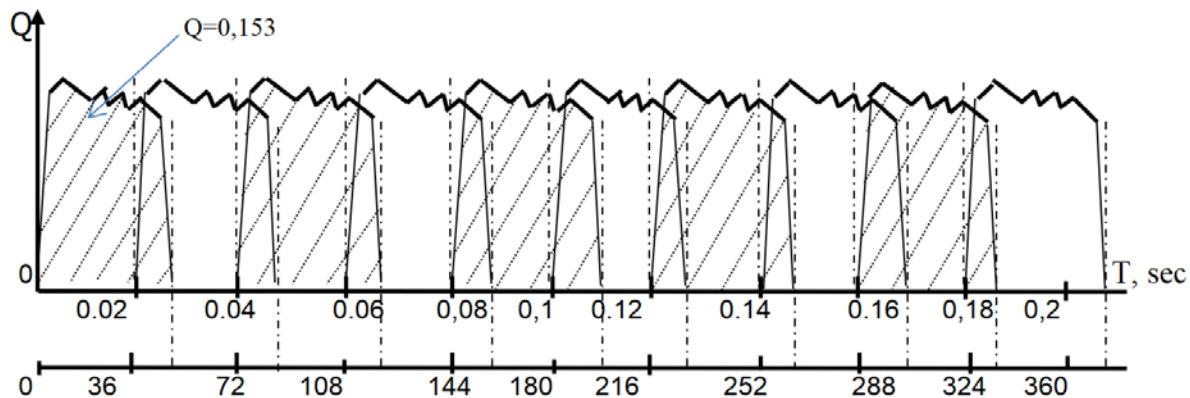


Figure 4. Diagram of gas releases into the buffer tank for 0.2 sec for the gas engine compressor 10GKNAM1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150).

Thus, unlike the MKC, in the 10GKNAM gas-motor compressor not only there are no intervals of gas entering the buffer tank, but also two successive portions are superimposed during 25% of the portion delivery time. If we take into account that, in comparison with the previous compressor, each portion contains 2.65 times less gas volume (0.153 nm^3) of high pressure, the dynamics of gas movement in the buffer tank becomes much smoother and more self-extinguishing.

The experience of operating these compressors in underground gas storage has confirmed the above calculated conclusions.

Conclusions: A method is proposed for calculating and plotting a diagram of gas supply to the buffer tank of gas-motor compressors, which makes it possible to evaluate the dynamic processes in the gas piping.

This method is recommended to be used when choosing compressor equipment for specific modes of pressure and capacity.

REFERENCES

1. Borremans M. // Pumps and Compressors. Wiley, 2020. ISBN: 978-1-119-53414-3. -P. 160-166, 212.



2. Gas-motor compressors type MKS12. RUMO, technical passport. Nizhniy Novgorod, 2006.
3. Gas-motor compressors type 10ГК. Manual, book 1. Nizhniy Novgorod, 2006.
4. Jia X., Liu B., Feng J., Peng X. Attenuation of gas pulsation in the valve chamber of a reciprocating compressor using the Helmholtz resonator // Journal of Vibration and Acoustics 136(5): 051002 (8 pages). -October 2014.
5. Modernization of gas-motor compressors type 10ГКН(A). RUMO, Nizhniy Novgorod, 2007.
6. Plastinin P.I. // Piston Compressors. -3rd ed., Add. - M.: KolosS, 2006.- 456 p. - ISBN 5-9532-0428-0.
7. Warzynska U., Kollek W. Modelling of pressure pulsation in gas compressor station // 24th International Conference - Engineering Mechanics 2018. Paper #188, pp. 913–916, doi: 10.21495/91-8-913.
8. McKinnon I. Update International, Inc. A practical approach to analysis of the state of machines of reciprocating action // Vibration diagnostics for beginners and specialists. URL: http://www.vibration.ru/analiz_mashin/ / translation from English. Sheynyak I.R., edited by the candidate of technical sciences Smirnova V.A.
9. Brun K., Kurz R. // Compression Machinery for Oil and Gas. Elsevier Science. -2018. -P. 179, 474.
10. Hanlon P. // Compressor Handbook. McGraw Hill Professional, 2001. ISBN-13: 978-0070260054. -P. -25-30

QAZ-MOTOR-KOMPRESSOR KONSTRUKSIYALARININ ATQI XƏTLƏRİNDƏ QAZ PULSASIYALARININ AMPLITUDASINA TƏSİRİNİN QIYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ METODU

Şəhriyar Bağirov

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Neft və Qazın nəqli və saxlanması kafedrası, dissertant,
E-mail: shahriyar.bagirov@gmail.com

XÜLASƏ

Qaz kəmərlərinin dizaynının qaz-motor-kompressorların işinin dövrü xarakterinə əsasən yaranan pulsasiyaların amplitudasına təsirinin təhlilinə həsr edilmişdir. Tədqiqatın obyektini MKS12/(75-85)-(85-180) və 10QKNAM1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150) tipli qaz-motor-kompressorlardır.

Qaz mühərriki kompressorlarının bufer çəninə qaz təchizatının hesablanması və diaqramının qurulması üsulu təklif olunur ki, bu da qaz kəmərlərində dinamik prosesləri qiymətləndirməyə imkan verir. Metodika eyni müddət ərzində bufer çəninə daxil olan qaz porsiyalarının sayının hesablanmasına əsaslanır. Qurulmuş diaqramlar əsasında bufer çəninə və qaz kəmərlərində qazın hərəkət dinamikasının təhlili aparılmışdır. Bu metodikanı xüsusi təzyiq və verim üçün kompressor avadanlığı seçərkən istifadə etmək tövsiyə olunur.

Qaz-motor-kompressorlarının bufer tutumunun dizaynının yaranan pulsasiyaların amplitudasına təsirinin təhlili aparılmışdır.



Açar sözlər: qaz-motor-kompressor, pulsasiya amplitudası, porşenli kompressor, bufer tutumu, kompressor silindri, dizayn üsulu.

Publication history

Article received: 19.04.2022

Article accepted: 04.05.2022

Article published online: 18.05.2022



CONSTRUCTION OF STATIONARY SEABED NO. 760 FOR DRILLING 10 PRODUCTION WELLS IN THE DARWIN BANK FIELD

¹Shahruz Eyyubzade, ²Sabuhi Ahmadov

^{1,2}Azerbaijan State Oil and Industry University, ^{1,2} faculty of Gas-oil-mining, ²Department of Oil and gas transportation and storage, ¹master, ²PhD.

Email: eyyubzadeh.sehruz.97@gmail.com

ABSTRACT

Project of construction of stationary offshore foundation No. 760 for drilling of 10 production wells in “Darwin bank” field of “Absheron oil” OGPD to project assignment prepared by “Absheron oil” OGPD according to SOCAR's protocol dated 25.06.2013 and approved by SOCAR performed accordingly.

The project was developed in accordance with the current rules CniP 1.02.01-85, the conditions for the most favorable placement of drilling equipment on the platform, the experience gained in design, construction, drilling of oil and gas facilities.

The project includes rigid construction fencing sections with a height of 1200 mm and removable along the perimeter of the platform to ensure safe movement of workers on the platform during drilling and operation.

The feet of the support blocks are pushed 6m into the ground on the seabed, and surfs are dug from the inner pile of the foot to the project level. Anchors are released on these surfs and the internal cavities of the pits and pipes are filled with cement mortar. This means that the support block is attached to the seabed by means of combined drilling piles.

Keywords: Support block, stationary seabed, well drilling, Darwin bank, Absheron oil, platform design

DARVIN BANKASI YATAĞINDA 10 İSTİSMAR QUYUSUNUN QAZILMASI ÜÇÜN 760 SAYLI STASIONAR DƏNİZ ÖZÜLÜNÜN (SDÖ) TIKINTISI

¹Şəhruz Əyyubzadə, ²Səbuhi Əhmədov

^{1,2}Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, ^{1,2}Qaz-neft-mədən fakültəsi, ²Nefin qazın nəqli və saxlanması kafedrası, ¹magistr, ²dosent,

Email: ¹eyyubzadeh.sehruz.97@gmail.com

XÜLASƏ

“Abşeronneft” NQÇİ-nin “Darvin bankası” yatağında 10 ədəd istismar quyusunun qazılması üçün 760 saylı SDÖ-nün tikintisi obyektinin layihəsi “Abşeronneft” NQÇİ-nin ARDNŞ-nin 25.06.2013 tarixli protokoluna əsasən hazırladığı və ARDNŞ tərəfindən təsdiq olunmuş layihə tapşırığına müvafiq olaraq yerinə yetirilmişdir.



Layihə hal-hazırda qüvvədə olan СНИП 1.02.01-85 qaydalarına riayət etməklə, qazma avadanlıqlarının platformada ən əlverişli yerləşdirilməsi şərtlərinə, layihələndirmədə, tikintidə, neft və qaz qurğularının qazılmasında əldə edilmiş təcrübəyə əsasən işlənmişdir.

Layihədə qazma və istismar zamanı işçilərin platformada təhlükəsiz hərəkətini təmin etmək üçün platformanın perimetri boyu hündürlüyü 1200mm olan və söküləbilən sərt konstruksiyalı məhəccər bölmələri verilmişdir.

Dayaq bloklarının ayaqları dəniz dibinə qrunta 6m vurularaq ayağın daxili svayının içərisindən layihə səviyyəsinə qədər qazılmış surflar qazılır. Həmin surflara ankerlər buraxılaraq şurfun və boruların daxili boşluqlarını sement məhlulu ilə doldurulur. Bu o deməkdir ki, dayaq bloku dəniz dibinə kombinə edilmiş qazma-tökmə svaylar vasitəsilə bərkidilir.

Açar sözlər: Dayaq bloku, stasionar dəniz özülü, quyuların qazılması, Darwin bankası, Abşeronneft, platformanın layihələndirilməsi

Introduction: Project of construction of stationary offshore foundation No. 760 for drilling of 10 production wells in “Darwin bank” field of “Absheron oil” OGPD to project assignment prepared by “Absheron oil” OGPD according to SOCAR's protocol dated 25.06.2013 and approved by SOCAR performed accordingly.

The project was developed in accordance with the current rules CniP 1.02.01-85, the conditions for the most favorable placement of drilling equipment on the platform, the experience gained in design, construction, drilling of oil and gas facilities.

The depth of the sea in the area where the stationary seabed No. 760 is being built in the Darwin Bank field is 9.5 m. The calculated annual parameters of wind and wave in the area where the platform is located are as follows.

- The maximum average height of the wave is 8.0 m
- The maximum average period of the wave is 8.4 m
- The largest average length of the wave is 78 m
- The maximum average height of the wave peak - 6.0 m
- Maximum wind speed - 46 m / sec
- Maximum wind direction - North - Northwest
- Seismicity degree on the Richter scale - 9 points [1]

Objective: The stationary seabed consists of two parts connected by a pedestrian bridge - industrial and cultural.

The production part of the plan consists of 9 prismatic support blocks measuring 10x20 m. The gaps between the support blocks are completed by 7 9x20m and 2 7x19.5m intermediate sections that can be placed on the seats mounted on the legs of the blocks. The total size of the production part in the plan is 60x48m.

The pier is equipped with boarding and mooring platforms on 3 sides to ensure the navigation of ships.

According to GOST 13862-90, in accordance with Scheme 1, the project envisages six pedestal moving towers with a height of 4.2 m in order to place equipment to prevent oil and gas-water manifestations, fountains and ensure the inclination of the solution pipeline. The distance between the wells is 1.3 m and the distance between the wells is 6.0 m. Drilling of wells is planned using Uralmash BU-300BD hoist, 2 U8-6M drilling pumps and circulating system blocks. The construction of the pedestal allows to build the first pair of wells with the help of 3 jacks, after



drilling them, along with the drilling tower and equipment, on the guide beams, on the next pair of wells to be drilled.

In order to prevent environmental pollution during the testing and operation of oil and gas wells, the floor of the platform is designed of 8.0 mm thick steel sheets, which ensures the strength and waterproofing of the platform floor. In addition, the platform takes into account certain inclined gutters, so that the waste is collected and collected in special tanks and from there to the shore and transported to specially designated areas. In order to prevent pollution of the sea, a sidewalk made of steel sheet with a height of 150 mm and a thickness of 5 mm is installed along the perimeter of the platform. [2]

The platform is specially designed to service wells and cable lines so that they can be safely inspected and maintained in a timely manner. For this purpose, various entrances, roads, stairs, etc. are taken into account in the project.

The cultural and household part consists of 2 support blocks measuring 10x20 m.

They are connected with the production part by 2 pedestrian bridges with a length of 32 m. According to the plan, the distance between the beginning of the cultural support block and the drilling tower is 45 m, which does not allow the drilling tower to reach the cultural and household part in the event of a possible safety accident. The cultural and residential part is provided with rides from the east and west to ensure the evacuation of people during the accident. The space between the support blocks is completed by 1 intermediate section measuring 9x20m. The floor of the cultural part is also designed from 8.0 mm thick steel sheets.

In the cultural-household part, the residential complex is given in the form of wagon-type household booths.

The project includes rigid construction fencing sections with a height of 1200 mm and removable along the perimeter of the platform to ensure safe movement of workers on the platform during drilling and operation.

Surfs are dug from the inside pile of the foot to the project level by applying 6m of soil to the bottom of the footing of the support blocks. Anchors are released on these surfs and the internal cavities of the pits and pipes are filled with cement mortar. This means that the support block is attached to the seabed by means of combined drilling piles.

The space between the legs of the support block and the inner pile is filled with cement mortar. To do this, a path must be designed for a special cement mortar on the legs of the block. [3]

Methods: According to the project assignment, it is designed to drill 10 production wells in the Darwin Bank field with the Uralmash BU-300BD drilling rig on the stationary seabed No. 760. For this purpose, a plan has been developed to place drilling rigs around the tower to drill production wells..

The distance between the wells is 1.3 m, and the distance between the wells is 6.0 m. According to GOST 13862-90, in accordance with Scheme 1, the project envisages six pedestal moving towers with a height of 4.2 m in order to place equipment to prevent oil and gas-water manifestations, fountains and ensure the inclination of the solution pipeline. A 41-meter drill tower, a rotor P-560, a PKR-560 and a U-2-11 winch, a pneumatic opener and an auxiliary winch are installed on the same pedestal.

A power unit with a gearbox, two-stroke power unit, axle control regulator "RPDE", two-device "converter" unit "K-5M" mechanical compressor and "KSE-5M" electric compressor station are installed on the pedestal pedestal.



The part where the power units are located on the pedestal pedestal is 1.7 m below the general level of the pedestal.

In the lower part of the pedestal there is a power unit with a gearbox, an axle drive regulator "RPDE", a two-device converter and compressors.

In the initial case, the axis of the tower system falls on the center of the distance between the two wells. Sequential drilling of double wells is achieved by placing a gap under the legs of the drilling tower by tilting the vertical axis of the shaft system at a distance of 0.65 m from the center of the tower. [4]

The moving tower pedestal is slid on the stationary horizontal beams by means of 3 hydraulic jacks with the tower and drilling equipment to drill the next pair of wells. Before sliding the tower pedestal, the mortar belt and the service area for its maintenance should be shortened to the distance of the pedestal displacement. Processing of the clay solution in the required modes is provided by two E8-6M drilling pumps installed in the pumping station. Each drilling pump is connected to two-stroke power units (diesel engines) with belt drives.

The clay solution is transported from the detachable rod mounted on the preventers to the trough of the circulating system through a 325 mm pipeline. In order to transport the clay solution from the wellhead to the receiving pumps, to clean the solution from the excavated rocks and to create a backup drilling mud, a 4-block circulation system with a total volume of 160 m³ was installed.

The cleaning circulating system consists of the following blocks.

- Cleaning block with vibrating sieves and vacuum degasser on one unit
- One intermediate block
- Two admission blocks
- One "BHR" type chemical reagent storage unit

Preparation of chemical reagents is carried out with a clay mixer type "MG2-4X". The prepared chemical reagents are discharged from the clay mixer into the receiving tank, from where they are injected into the storage unit of the chemical reagents "Ax 20/18". Two GVP-506 diesel generators have been installed at the production site and one AKSA-275 diesel generator at the production site to power the platform, drilling rig and ancillary equipment. To create a fuel reserve, a 50 m³ fuel block was placed on a special pedestal. 42 m³ of sea water and 28 m³ of drinking water tanks were installed on a special pedestal. In addition, 2 15 m³ tanks for drinking water were installed in the residential block.

A "Hydroactive" ship crane with a lifting capacity of 13.5 tons and a length of 18.3 m was placed on the berth of the platform to receive and transmit cargo from ships in the opposite direction. In order to mechanize the work on the pipeline site, the drilling rig is equipped with a universal crane type "12KPZU". In the area where diesels and pumps are located, there are hand-turned and hand-operated cranes. A 6.5x7m platform was provided to store the packaged chemical reagents.

A diesel transfer logging hoist and a logging station were taken into account for geophysical work in the wells.

Cement mixing machine 2CMH-20 and CA-320M cementing unit were installed in the foundation body to carry out cementing works.

Two barite bunkers "BPR-70" were placed in one block to aggravate the drilling mud.

Two "ECV 10-120-60" and two "ECV 12-160-100" type electric submersible pumps on the platform to provide the water required for production and fire protection; set. Two carriage towers used in firefighting were installed on the platform. In case of emergency, 1 42-person tanker



NBT58F-15-01 rescue boat and 4 10-person life rafts were placed in the living block for rescue and evacuation of personnel.

To ensure the safety of the fountain, the wellhead is equipped with two plate preventers, a discharge line with hydraulic valves, throttle and soothing valve blocks, a gas separator, and a control panel for preventers.

To prevent marine pollution, gutters have been installed on the platform floor to collect contaminated water. Special containers have been placed under the floor to collect wastewater and contaminated oils. [5]

Conclusions: 1. To ensure the safety of the fountain, the wellhead is equipped with two plate preventers, a discharge line with hydraulic valves, throttle and soothing valve blocks, a gas separator, and a control panel for preventers.

2. To prevent marine pollution, gutters have been installed on the platform floor to collect contaminated water. Special containers have been placed under the floor to collect wastewater and contaminated oils.

3. Surfs are dug from the inside pile of the foot to the project level by applying 6m of soil to the bottom of the footing of the support blocks. Anchors are released on these surfs and the internal cavities of the pits and pipes are filled with cement mortar. This means that the support block is attached to the seabed by means of combined drilling piles.

REFERENCES

1. T.Sh. Salavatov "Elements of the operation of horizontal wells in the development of oil and gas fields." Textbook, Baku, Maarif Publishing House, 2002
2. T.Sh. Salavatov, B.A. Osmanov "Methods of increasing the productivity of wells." Textbook, ADNA
3. T.Sh. Salavatov, B.A. Osmanov, S.Sh. Ahmadov "Oil extraction technology". Baku, 2008
4. State Oil Company of Azerbaijan Republic "Scientific Research Project" Institute
5. Internet resources

Publication history

Article received: 22.04.2022

Article accepted: 05.05.2022

Article published online: 18.05.2022



GAS STORAGE STATION NO. 2A IN THE BULLA-DENIZ FIELD

¹Sabuhi Ahmadov Fatulla, ²Ulfat Tagizade Rufat

^{1,2}ASUOI, Faculty of Gas and Oil Mining; ¹PhD., ²magist student.

E-mail: taghizadeu@gmail.com

ABSTRACT

This article provides information on Gas Storage Station No. 2A located in the Bulla-Deniz field. Thus, there is information about the composition of the project of hydraulic structures, as well as about the technological part of the project on the foundation. General information about the metering node in the high pressure gas line from the methanol bucket to the dosing pump to the piston oil-free compressor, as well as the inlet drain block inlet separator capacity apparatus and the torch separator. These indicate the execution status of the object. Construction of this foundation, which has support blocks, began in December 2015. Here we are talking about eclipses and hydrates in long pipelines. In addition to reducing the efficiency of the amount of gas passing through the pipeline, hydrates also affect the hydrate itself and its corrosion. This article discusses the causes of hydrates and ways to deal with them. Gas hydrates occur when gas is transported at the appropriate pressure at the appropriate temperature, inside the pipe at the wellhead, and sometimes in the main pipelines. In low-temperature devices, this is usually observed by the throttle effect. Sometimes it can be a minority, in which case a diethylene glycol is injected. The main principle of operation of these devices is based on drying the gas and eliminating the hydrates. Thus, at the end of this process, the gas is completely free of hydrate and does not smell. These hydrates are in the form of white or black crystals. The next process is to capture the regenerator and regenerate it and return it to the belt. are released. In world practice, methanol is used in a different way, ie in combination with mineral aquifers, as well as calcium carbonate and a mixture of methanol with water with corrosion inhibitors. Aqueous solutions with a rate of 75-80 percent are used. resulting in the formation of hydrates. The gas drying process takes place by the relevant devices. It also discusses how these methods are used today and the differences between them. There are two types of gas produced in mines, and they are called natural and associated gas. The use of inhibitors is more effective in preventing the formation of hydrate. Inhibitors are injected into a stream of gas saturated with water vapor. By partially absorbing water vapor, they, together with free water, turn into a solution and lower the freezing point of water. Based on the information we have mentioned above, they destroy the hydrates that occur in these gases. As a rule, the formation of gas hydrates in the gas phase is another case of the gas phase in a homogeneous aqueous solution. When hydrates are formed from a homogeneous aqueous solution, the gas molecules dissolved in the water are associated with the formation of a hydrate structure around it. This term was first defined by Macagon. Thus, he noted that this system is connected to the inter-phase connection of the fluid system. o, as the Gas Storage Station I mentioned is located in the sea, it is affected by various factors. It also discusses the technological project, technological indicators, number of staff and what equipment is used. It should be noted that the latest technologies are used during operation. Although many difficulties were encountered during the process, each of them has its own solutions, and one of them was given detailed information, and research was conducted and solutions were discussed.



Keywords: hydrates and their difficulties, Gas Storage Station (GSS), pipelines and their characteristics

“BULLA-DƏNİZ” YATAĞINDA 2A SAYLI QAZ YIĞIM MƏNTƏQƏSİ

¹Səbuhi Əhmədov, ²Ülfət Tağızadə

^{1,2}ADNSU, ^{1,2}Qaz neft mədən fakültəsi; ¹dosent, ²magistrant

E-poçt : taghizadeu@gmail.com

XÜLASƏ

“Bulla-dəniz” yatağında yerləşmiş 2A saylı Qaz Yığıcı Məntəqəsi (QYM) haqqında informasiyalar verilmişdir. Hidrotexniki qurğular layihə tərkibi haqqında habelə, özül üzərində layihənin texnoloji hissəsi haqqında məlumatlar vardır. Bu məqalədə hidratların nə səbəbə yaranması və onlarla mübarizə üsullarının yollarından bəhs edilmişdir. Qaz hidratları uyğun təzyiqdə uyğun temperaturda qazın nəqli vaxtı quyru ağzında borunun daxilində boru ağzında və bəzən magistral kəmərlərdə baş verir. Alçaq temperaturu olan cihazlarda bu bir qayda olaraq drossel effekti ilə müşahidə olunur. bəzən bu da azlıq təşkil edə bilər onda bu zaman dietilenqlikol maddəsi vurulur. Bu qurğuların əsas iş prinsipi qazın qurudulmasına və bu qurudulma zamanı orada olan hidratların yoxa çıxartmasına əsaslanır. Beləliklə bu prosesin sonunda qaz hidratdan tam şəkildə azad olmuş olur və ondan qoxu gəlmir. Təbii qazların böyük həcmdə nəqli zamanı boru kəmərlərində hidrat birləşmələrinin yaranmasına qarşı ən səmərəli üsul qazın kəməre verilməzdən əvvəl qurudulması hesab edilir. Məhz yuxarıda sadələşdirdiyimiz məlumatlara əsaslanaraq bu qazlarda baş verən hidratları yox edirlər. Qaydaya görə qaz fazasında qaz hidratlarının yaranması, məhz qaz fazasına görə bir digər hal isə, bircinsli su məhlulunda əmələ gəlməsidir. Hidratların bircinsli su məhlulundan yaranması zamanı orada suda həll olunana qaz molekulları, onun öz ətrafında hidrat strukturu formalaşması ilə əlaqələndirirlər. Məhz, bu termini ilk dəfə Məkaqon tərəfindən müəyyən edilib. Beləliklə o bu sistemi maye sisteminin fazalar arası əlaqəsi ilə bağlantısının olmasını qeyd edib.

Açar sözlər: hidratlar və onların yaratdığı çətinliklər, Qaz Yığıcı Məntəqəsi (QYM), boru xətləri və onların xarakteristikası.

Giriş: SOCAR-ın Neftqaztikinti tresti və Azneft İstehsalat birliyi sifarişi ilə Bulla-Dəniz yatağında 2A saylı Qaz Yığıcı məntəqəsi inşası uğurla başa çatdı. Ümumi proses yataqlardan çıxarılan qazın və karbohidrogenlərin yığılıb, oradan da sahilə nəql olunması təyin olunan, bu məntəqə ayrıca bir özül üzərində quraşdırılıb. Özülün ümumi sahəsi 1900 kvadratmetr təşkil edir. İstehsalat qaz atqı avadanlıqları yerləşən və mədəni-məişət sahələrindən yerləşən özül 21 metr dərinliyə məxsusdur. Habelə, 6 dayaq bloku, 4 aralıq seksiya, 2 piyada körpüsü, 7 minik və yanılma meydançası düzəldilib hazırlanıb və bunlardan əlavə 36 ədəd svay mövcuddur ki, bunlar blokların bir-birinə bərkidilməsi üçün suüstü əlaqələr qurulub. Metal konstruksiyaların qaynaq bərkidilməsi, də konsol məhəccəri və döşəmə quraşdırılıb. Bulla-dəniz yatağında yerləşən, özüllərdən hasil edilən neftin qazın və kondensatın 2A saylı qaz yığıcı məntəqəsinə yəni bəhs etdiyimiz hissəyə və oradan da sahilə nəql olunması planlaşdırılır ki bunun üçün sualtı boru

kəmərli var. Bunlar müxtəlif diametrlili müxtəlif ölçülü texnoloji boru kəmərli adlanır. Ümumi uzunluğu isə, 22.174 km-dir. Burada 8 km-lik qaz və maye xətlərinin yerlərinin dəyişdirilməsi işləri də planlaşdırılır. Ümumi olaraq götürsək, bu yataqdan 6.9 milyon kubmetr qaz eləcə də 1350 ton neft və kondensatın bu obyekt tərəfindən sahilə nəql olunmasının təmininə xidmət edir.



Şəkil 1. Bulla-dəniz yatağı



Şəkil 2. 2A sayılı QYM

Hidrotexniki və texnoloji hissə haqqında: 2015-ci ilin dekabr ayından başlanmışdır. 6 ədəd (20x10m) dayaq bloku, 4 ədəd (3 ədəd-9x20m, 1 ədəd 9.5x9m) aralıq seksiya, 2 ədəd 33 m-lik piyada körpüsü, 8 ədəd yanalma və minik meydançası tikinti yerinə nəql olunub və quraşdırılıb. 36 ədəd (52m uzunluğunda 426mm diametrində) svay vurulub. 24 ədəd svaya (8m uzunluğunda 325mm diametrində) anker buraxılıb, svayların betonlanması işləri yerinə yetirilib Dalma nasoslarına xidmət meydançası, dalma nasosları üçün şaxtalar, texnoloji avadanlıq altı dayaq, separator blokunun altı və ölçü blokunun altı üçün çərçivə yığılıb və quraşdırılıb. Qazatqı borusunun dayaq konstruksiyasının oturacaqları yığılıb, qazatqı borusu quraşdırılıb. Tutum, bioloji və drenaj çənləri üçün asılqanlar hazırlanıb və quraşdırılıb. Dəniz suyu xətti çəkilib. Dəniz suyu xəttinə 4" və 8" siyirtmələrin quraşdırılması işləri başa çatdırılıb. Xilasedici qayıq üçün dayaq çərçivəsinin, meydançanın hazırlanması və quraşdırılması işləri görülmüş. Hidrotexniki hissənin tikintisi üzrə işlər tam olaraq başa çatdırılıb. Texnoloji avadanlıqlar və özümlə aşağıdakı avadanlıqlar quraşdırılıb. Obyekt 30.12.2019-cu ildə istismara qəbul olunub.

Metanol bloku (1 ədəd) T3-Aparat-32-1,6-1 32 m³-lik: Quraşdırılıb və işlər başa çatdırılıb.

Dozator nasosu (4 ədəd) HД 2,5 100/250: nasoslar özümlə verilib və quraşdırılıb.

- I. Boge porşenli yağsız kompressor tipi BSO 480 (2 ədəd): özülə verilib və quraşdırılıb.
- II. Hava hazırlayıcı vertikal resiver (1 ədəd) : özülə verilib və quraşdırılıb.
- III. Yüksək təzyiqli qaz nəql xəttində ölçü düyünü: Qaz ölçü xətti quraşdırılıb, lakin 2 ədəd əks klapan (250 x 10 mm-lik) quraşdırılmayıb. Giriş seperatoru 1600-11,0-1 (1 ədəd): quraşdırılıb.
- IV. Giriş seperatoru 1600-11,0-1 (1 ədəd): quraşdırılıb.
- V. Tutum Aparat I-100-2,5-1 V=100 m³ (1 ədəd): quraşdırılıb.
- VI. Tutum Aparat I-50-2,5-1 V=100 m³ (1 ədəd): quraşdırılıb.
- VII. Nasos aqreqatı AH-50 (2 ədəd): quraşdırılıb.
- VIII. Məşəl seperatoru MS-1000-1-T (1 ədəd): quraşdırılıb.
- IX. Qazatqı: quraşdırılıb.
- X. Drenaj bloku: quraşdırılıb.



Şəkil 3. Texnoloji qurğuların təsviri

Məqsəd: Ümumiyyətlə, yataqların işlənməsi dövründə qazda olan nəmlik miqdarı onun laydan qaz quruducusu qurğusuna qədər olan hissədə təzyiqli və temperatur düşküsündən asılıdır. Bu qaz lay şəraitində su buxarları ilə doymuş vəziyyətdə olur deməkdir. Qazın temperatur ölçüsünün dəyişməsi onun tək təzyiqli düşkü baş verdiyi zaman yox, həmçinin boru kəmərinə baş verən proseslərlə əlaqəli olur. Temperatur azaldığı halda qazın nəmliyi də həmçinin azalır və beləcə ondan su damlları ayrılır. Əgər əksinə olsa bu onun su buxarları ilə doymamış hala gətirib çıxaracaq. Qeyd etdiyimiz bu nəmlik çox olduğu miqdarda boru daxilində əngəllər yaranır. Buna aid ən əsaslı misal hidratların yaranması sayılır. Hidratlara həm quyu dibində həm də boru kəmərlərində rast gəlinir. Hidratlar su molekulu ilə karbohidrogenin qarşılıqlı təsirindən əmələ gələn birləşmə hesab edilir. Görünüşə görə ağ, yaxud qara kristallik kütlə hesab edilir. Qazın yüngül fraksiyaları metan etan propan və hətta karbon hidrat birləşmələri əmələ gətirirlər. Bundan əlavə qazın tərkibində hidrogensulfidin olması hidrat yaranma ehtimalını artırır və bundan əlavə qeyd etmək gərəklidir ki, kükürd birləşmələri suda yaxşı həll olduğu üçün hidrat yaranması artır. Tədqiqatlara əsasən qazın tərkibində olan əlavə hər 1 faiz hidrogensulfidə görə qazın hidratəmələ gəlmə temperaturu 1 dərəcə artır.



Cədvəl 1. Hidratın parçalanması zamanı alınan qazın tərkibi.

Komponentlər	Verilmiş qazın tərkibi	Hidratın buxarlanması zamanı əmələ gələn qazın tərkibi	Komponentlərin paylanması əmsali
CO ₂	0,20	0,44	2,2
Azot	7,19	0,46	0,066
Metan	82,3	62,95	0,76
Etan	5,99	5,66	0,94
Propan	3,46	24,97	7,2
İzo-butan	0,30	4,69	15,5
n-butan	0,49	0,83	1,7
Pentan	0,07	---	---
Cəmi:	100,0	100,0	

Metodlar: Bu prosesin olmaması üçün yeni qarşısının alınması üçün bir neçə metod mövcuddur ki onlardan aşağıda bəhs edəcəyik:

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

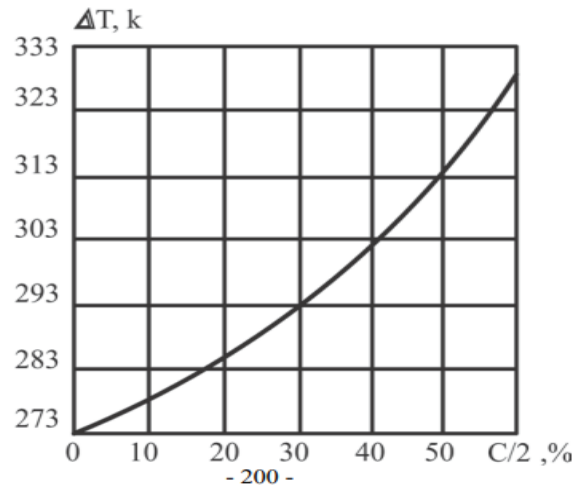
İlkdən başlasaq, qazın temperaturunun artırılması əsasən, onun təzyiqini sabit saxlayıb tətbiq edilir. Bu temperatur hidratəmələ gəlmə temperaturundan yüksük saxlanması üçündür. Lakin uzun məsafəli boru kəmərlərində bu üsul çox da səmərəli hesab edilmir. Buna səbəb, böyük enerji sərfiyyatı hesab edilir. Əvəzinə qazın soyudulması prosesi yerinə yetirilir.

Hidratəmələ gəlmənin qarşısını alınması üsullarından biri də təzyiqin aşağı salınması metodudur ki, bu zaman boru daxilində temperaturun sabit qalması lazımdır. Və qeyd etmək lazımdır ki, artıq praktikada bu üsuldən istifadə edilir. Hidrat tıxacları şamdan üfürülərək xaric edilir. Belə demək olar ki, təzyiqin aşağı salınması üsulunda müəyyən vaxt keçməlidir ki hidratlar tamamilə parçalansın. Bu üsul ancaq müsbət temperaturalarda hidrat tıxaclarının parçalanması üçün vacib hesab olunur. Əks halda bu buz tıxacı halına düşə bilər.

Təzyiqin aşağı salınması üsulu qəza halları baş verərkən yaranan hidratları parçalamaq üçün inhibitorlarla tətbiqi daha məqsədə uyğun hesab edilir. Belə ki, əks halda təzyiq qalxdığı zaman yenidən hidratlar yarana bilər.

Inhibitorların tətbiqi əsasən boru kəmərinə onu su buxarları ilə doymuş qaz axınına tətbiq edilir. Burada hidratlar su ilə birlikdə məhlula çevrilir və suyun donma temperaturunu aşağı salır. Belə ki, bu zaman ya heç vaxt hidrat əmələ gəlməsi mümkün olmur ya da onların yaranması çox aşağı temperaturalarda mümkün olur. Metanol etilenqlikol kalsium xlorid və bir neçə maddə inhibitor kimi tətbiq edilir. Hazırda daha yeni növ inhibitorlar vardır ki, onlar qazın ancaq nəqli zamanı tətbiq edilir.

Qazların nəqli zamanı qaz sərfiyyatı çoxdursa, o zaman toplu şəkildə nəqlə verilməzdən əvvəl qurudulması planlaşdırılır. Mədən praktikasında bu qurudulma ya sorbsiya üsulu ilə ya da temperaturunun aşağı salınması ilə həyata keçirilir. Qurudulma zamanı buxarların şəh nöqtəsi qazın ən aşağı temperaturunda nəqli temperaturundan aşağı olmalıdır. Belə olan halda, nəmlik 0.05-1.0 q/m³-dan çox olmamalıdır.



Şəkil 4. Hidratəmələgəlmə temperaturunun azalma qrafiki

Nəticə: Xüsusən boru kəmərlərində baş verən problemlər onlara uyğun izahlardan danışıldı. Belə ki, burada boruda baş verən tıxaclar hansı ki, bunlara hidratəmələgəlmələr daxildir. Araşdırılan üsullardan istifadə etməklə baxmayaraq ki, ilk üsul o qədər də istifadə olunmur, amma hamısı effektiv sayılır. Onlar vasitəsi ilə boru kəmərinə olan hidratlar təmizlənir və bunun sayəsində itkilərin miqdarı azaldılır. İzah olaraq, qrafiklərdən və cədvəllərdən istifadə olunub. Məqalədə Qaz Yığım Məntəqəsində istifadə edilən texnoloji avadanlıqlardan bəhs edildi və hər birinin hansı prinsipə uyğun işlədiyi, necə işlədiyi barədə məlumatlar var.

ƏDƏBİYYAT

1. <https://miralamov.az/wp-content/uploads/2014/11/3-cu-fesil.pdf>
2. http://asoiu.edu.az/public/photos/kONFRANS_67_K%C4%B0TAB.pdf
3. http://www.aak.gov.az/upload/dissertasion/teknika_elml_ri/E_X_%C4%B0SK%C6%8FN%D%C6%8FROV_avtoreferat_az%C9%99rbaycan.pdf
4. K.Mammadov, Z.Musayev, A.Mursalov, V.Mammadova. Neft yığılan, naql edən mühendis qurguları və avadanlıqları.
5. <http://yap.az/az/view/news/17818/bulla-deniz-yataginda-2a-sayli-qazyigma-menteqesi-insha-edilir>
6. Rasulov A.M. Tabii qazların yığılması və naqla hazırlanması vasaiti.

Publication history

Article received: 21.04.2022

Article accepted: 06.05.2022

Article published online: 18.05.2022



METHODS OF SEPARATION OF OIL FROM WATER

¹Nargis Mustafayeva, ²Ulvi Abdullayev

^{1,2}ASOIU, ^{1,2}Faculty of Gas and Oil Mining, ¹PhD, ²master student

E-mail: ulvia3101@gmail.com

ABSTRACT

This article provides information on deemulsification of oil. The right methods must be used to clean the oil from water. In all three, we need to know the mechanism and properties of emulsions. The cause of the emulsion is formed when the oil moves from the formation to the mouth of the well and continues in the subsequent movement of the stomach in communications. In short, the emulsion occurs during the continuous mixing of oil and water. The intensity of emulsion formation in the well depends on the method of oil extraction. This, in turn, depends on the nature of the field, the period of operation and the physical and chemical properties of the oil. Any bed is operated in one of three ways: fountain, compressor or submersible pumps. During the initial operation of the oil field, the fountain method was used. Intensity created when oil and water mix in wellheads increases with the release of oil-soluble gas, which creates an emulsion during the initial movement of the oil-water mixture. The compressor operation method is similar to the fountain method of emulsion formation in wells. When air is injected into the well instead of gas (airlift method), an oxidation process takes place in some heavy hydrocarbons with the formation of asphalt-resin particles, which has a correspondingly negative effect. When oil is extracted by submersible pumps, the emulsions occur in the valve boxes or in itself, in the pump cylinder, in the lifting pipes during the up and down movements of the pump rods. There are 2 phases of emulsions: External and Internal. The outer phase is any other liquid in which small droplets of any liquid are located. The external phase can also be called a dispersed or solid medium. The internal phase is the distribution of the liquid in the form of small droplets within the dispersed medium. The internal phase can also be called the dispersed phase. Emulsions are divided into 2 types according to the internal phase and external environment. Water in oil or oil in water. Typically, in 95% of cases, water-type emulsions are found in oil. There is also a third type of emulsion compared to oil and water emulsions. These are water-type emulsions in water-oil. The reason for the formation of oil-water emulsions is not only the ratio of phases, but also the effect of emulsifiers, in other words, substances that contribute to the formation of emulsions.

Keywords: oil emulsions, deemulsification, oil layers.

NEFTİN SUDAN AYRILMASI ÜSULLARI

¹Nərgiz Mustafayeva, ²Ülvi Abdullayev

^{1,2}ADNSU, ^{1,2}Qaz-Neft-Mədən fakültəsi; ¹dosent, ²magistrant, Email: ulvia3101@gmail.com

XÜLASƏ

Nefti sudan təmizləmək (deemulsasiya) haqqında məlumat verilmişdir. Nefti sudan təmizləmək üçün düzgün üsullardan istifadə etmək lazımdır. Bunun üçün də emulsiyaların yaranma



mexanizmi və xassələrini bilmək lazımdır. Emulsiyanın yaranma səbəbi, neft laydan quyunun ağzına hərəkət edən zaman əmələ gəlir və mədənin kommunikasiyalarında sonrakı hərəkətində davam edir. Qısaca olaraq demək olar ki, emulsiya neft və suyun fasiləsiz qarışması zamanı baş verir. Quyuda emulsiyanın yaranması intensivliyi isə neftin çıxarılma üsulundan asılıdır. Uyğun olaraq istismar dövrü, yataq xarakteri və neftin kimyəvi-fiziki xassələrindən asılı olur. İstənilən yataq üç üsullardan biri vasitəsi ilə istismar olunur: fontan, kompressor və ya dərinlik nasosları. Neft yatağının ilkin istismar dövründə fontan üsulundan istifadə olunurdu. Quyu qaldırıcı borularında neft su ilə qarışanda yaranan intevsiklik neftdə həll olunan qazın ayrılması ilə artır, bu da su-neft qarışığının ilkin hərəkət mərhələsində emulsiya yaradır. Kompressor istismar üsulu quyularda emulsiya yaranması fontan üsuluna oxşayır. Quyunun daxilinə qazın yerinə havanı vuran zaman (erlift üsulu), qətran-asfalt hissəcikləri yaranması ilə ağır karbohidrogenlərin müəyyən hissəsində oksidləşmə prosesi baş verir, bu da uyğun olaraq mənfi təsir göstərir.

Açar sözlər: neft emulsiyaları, deemulsasiya, neft layları.

Giriş: Neft yataqlarının ilk istismar dövründə, neftin tərkibində su olmurdu. Daha sonra isə əvvəl kiçik miqdarda, sonra böyük miqdarda su daxil olurdu. Hazırda çıxan neftin 60-75%-i su ilə bir çıxır. Neft lay sularından çıxarkən iki bir-birində həll ola bilməyən mexaniki qarışıq kimi yəni, emulsiya kimi çıxır. Əlbəttə, neftin tərkibində su olması nəql prosesini bahalaşdırır. Bunada səbəb olaraq nəql edilən mayenin həcmi və özlülüyünün artmasıdır. Həmçinin, neft emulsiyaları tərkibində mineral su məhlulları olması nefti nəql edən qurğularını və neft emal avadanlıqlarının tez sıradan çıxmasına səbəb olur. Neft emulsiyaları həmçinin korroziyaya səbəb olur. Çünki, neft emulsiyalarının tərkibində olan mineral duzların kristalları və ya suda həll olunan məhlulların olması korroziyaya uğramanı gücləndirir, emulsiya dayanıqlığını artırır, emal prosesini çox çətinləşdirir. Uyğun olaraq lay suyunda bəzi maddələrin bir hissəsi misal olaraq, (maqnezium və kalsium xlorid) duz turşusu əmələ gətirib, hidroliz prosesini əmələ gətirir. Kükürd birləşmələrinin parçalayan zaman neft emalı prosesində hidrogen sulfid turşusu əmələ gəlir, nəticədə olaraq su mühitində güclü korroziyanın yaranmasına səbəb olur. Hidrogen xlorid suda həll olanda metalın yeyilməsinə səbəb olur. Hidrogen sulfid və duz turşularının suyun tərkibində olması, korroziyanın intensivliyini gücləndirir. Qeyd etdiyimiz bütün bu səbəbləri nəzərə alaraq, nefti nəqlə hazırlayarkən mövcud standartlara uyğunlaşdırmaq lazımdır. Bu standartlar aşağıdakı cədvəldə qeyd olunmuşdur.

Cədvəl. Neftin hazırlanması üçün keyfiyyətə qoyulmuş əsas tələblər

Göstəricilər	Neft qrupu		
	I	II	III
Miqdarla suyun kəmiyyət göstəricisi, %	1	0,5	0,5
Xlor duzlarının kəmiyyət göstəricisi, mq/l-lə	200	400	1900
Mexaniki qarışıqların kəmiyyət göstəricisi, %	0,07	0,07	0,07
Son mərhələdə neftin müəyyən temperaturunda doymuş buxarlar, Pa	70000	70000	70000

Məqsəd: Neft emulsiyalarının həmçinin özlülük, disperslik, sıxlıq, elektrik keçiricilik və dayanıqlıq kimi xassələri vardır. Neft emulsiyalarının özlülük xassəsi su və neftin emulsiyadakı miqdarından, emulsiyanın yaranma temperaturundan, neftin özlülüyündən və temperaturundan asılıdır. Neft emulsiyalarının özlülük xassəsinə həmçinin qeyri-nyuton maddələrini şamil etmək



olar. Neftin özündə anormallığı daxili hissəcikləri, məsəl üçün parafin kristalları və fəza struktur qəfəsinin yaranması ilə izah olunur. Neft emulsiyalarında özlülük anormallığının mövcudluğu temperatur şəraitindən və suyun miqdarından təyin etmək olur. Emulsiyada su miqdarının artması onun effektiv özlülüynün artmasına səbəb olur və nəticədə su-neft emulsiyası digər emulsiya övü hansı ki, neft-su ilə əvəz olunur və buna görə də özlülüynün kəskin şəkildə azalmasına gətirib çıxardır. Suyun neftdəki miqdarı uyğun nöqtəyə çatması emulsiyanın azalmasına səbəb olur. Bu nöqtəyə inversiya deyilir. Emulsiyaların reoloji parametrlərinin təyin etmək məqsədilə qeyri-nyuton mayelərdən istifadə olunur. Analitik üsulla emulsiya özlülüynü tapmaq üçün bir neçə düsturlardan istifadə olunur. Bunlara misal olaraq aşağıdakı, Eynşteyn və ya Teylor düsturunu misal çəkmək olar.

$$\mu_0 = \mu(1 + 2,5\varphi) \text{ (Eynşteyn).}$$

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

Emulsiyanın dispersliliyi dedikdə, daxili fazanın hissəciklərinin xarici mühitdə parçalanması dərəcəsinə emulsiyanın dispersliliyi deyilir. Aşağıda qeyd edilmiş üç kəmiyyət dispersliyi xarakterizə edir:

Damcılardan diametri – d;

Damcılardan diametrinin tərs qiyməti $D = \frac{1}{d}$;

Xüsusi fazalar arasındakı səthlərdə hissəciklərin səthlər cəmi ilə ümumi həcmə olan nisbət.

Neft və suyun tərkibində olan damcılar 0,1 mkm-dan bir neçə millimetərə qədər ola bilər. Buna səbəb olaraq fiziki-kimyəvi xassələr və emulsiyanın yaranması şəraitindən asılıdır. Neft emulsiyalarında olan damcılardan parçalanma və ya böyüməsi halları maddədə nəql zamanı müxtəlif hidrodinamik şəraitlərə görə baş verir.

Aşağıdakı düsturun köməyi ilə neftin emulsiya sıxlığını təyin etmək olar

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

Təmiz neftin elektrik keçiriciliyi $10^{-9} - 10^{-4} \frac{sm}{m}$ intervalında $10^{-6} - 10^{-7} \frac{sm}{m}$ intervalında isə

təmiz suyun elektrik keçiriciliyi dəyişir. Bu iki mayeni yaxşı dielektrikdə adlandırmaq olar. Lakin, emulsiyaların yaxşı elektrik keçirməsi səbəbi, emulsiyalarda suyun, turşunun və ya duzun yaxşı olma səbəbidir.

Emulsiyanın dayanıqlığına müəyyən müddət ərzində ayrı-ayrı tərkib komponentlərə ayrılmaq qabiliyyəti, su-neft qarışıqları üçün əsas göstərici hesab edilir. Dayanıqlıq çox olarsa, deemulsiyası bir o qədər çətinləşir. Dayanıqlığına görə su-neft emulsiyalarının aşağıdakı qeyd edilmiş parametrlər böyük təsir göstərir: sistem dispersliliyi, emulqatorların fiziki-kimyəvi xassələri, parçalanmış hissəciklərdə elektrik yüklərinin olması, emulsiya temperaturu və lay sularının tərkibi. Disperslilik nə qədər çox olsa, emulsiya dayanıqlılığı bir o qədər çox olar. Neft emulsiyalarının dayanıqlığı azalma səbəbi isə temperaturun artması və özlülüynün azalması buna səbəb olur. Temperaturun təsiri zamanı yüksək parafinli neftlər özünü qabarıq şəkildə göstərir. Emulsiyaların dayanıqlılığını lay sularının tərkibi də təsir göstərir. Kimyəvi tərkiblərindən asılı olaraq lay suları iki əsas qrupa bölünür:



1. Sərt sular hansının ki, tərkibində kalsium-xlorid və ya kalsium-maqnezium xlorid birləşmələri var.
2. Qələvi və yaxud natriumhidrokarbonat tərkibli sular.
3. Dayanıqlığın artma səbəblərindən biridə lay sularında turşuluğun artmasıdır. Turşuluğu azaltmaq üçün emulsiyaya qələvi əlavə etmək lazımdır. Emulsiyanın dayanıqlığına təsir edən əsas amilləri aşağıdakıları qeyd etmək olar.
4. Fazalar sıxlıqlarınındakı nisbət
5. Neftin özlülük xassəsi
6. Su damcılarının müdafiə təbəqəsinin möhkəmlik xassəsi

Nefti sudan ayrılmasının bir neçə texnoloji üsulları vardır və hansı üsulun seçilməsi bir neçə parametrlərdən asılıdır. Neftin tərkibində suyun miqdarı və suyun hansı vəziyyətdə olmasından asılı olaraq uyğun texnoloji üsul seçilir. Bəzi hallarda xam neftin tərkibində olan su sərbəst şəkildə olur və su neftdən çökdürməklə ayrılır. Digər hallarda isə su neftin tərkibində emulsiya şəklində olur və belə emulsiyalar 2 növdə olur: Mexaniki stabilləşmiş və səthaltı maddələrlə stabilləşmiş.

Neftin sudan ayrılması üsullarına baxaq. Birinci üsul neftin duzsuzlaşdırılması vasitəsilə ayrılması. Bu üsulda suyu ayırarkən, suyun tərkibindəki duz da ayrılır. Tam duzsuzlaşma zərurəti yaranarlən, neftə təmiz su qarışdırırıq, bu da öz növbəsində neftin tərkibində olan duzu da həll edir. Digər üsul isə çökdürmə üsuludur. Bu üsulun mahiyyəti emulsiyalarda asılı vəziyyətdə olan su hissəcikləri sıxlıqları fərqli olmasından ayrılırlar. Asılı vəziyyətdə olan hissəciklərin çökmə sürətini ölçmək üçün istifadə olunan düsturlardan biri də Stoks düsturudur. Lakin, Stoks düsturu çökdürücünün divarının və çökən hissəciklərin özlülüyünü nəzərə almır və hərəkətsiz mühitdə olan damlaların çökməsi və ya üzə çıxmasını xarakterizə edir. Stoks düsturu aşağıdakı kimi qeyd olunur:

$$U_d = \frac{d^2(\rho_s - \rho_n)g}{18\mu_n}, \quad (1)$$

Həmçinin, Adamar və Bond düsturu ilə biz çökmə sürətini təyin edə bilərik. Bu düstur daxili faza mayesinin özlülüyündə nəzərə alan ifadə bildirir və düsturu aşağıdakı kimidir:

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

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

Reynolds ədədindən asılı olaraq bu düsturlar aşağıdakı formalarda olur:

1) $Re \leq 2$ (3) düsturundan istifadə etmək olar.

2) $2 < Re < 500$ olduqda isə $U_d = \frac{4}{55,5} g d \frac{(\rho_s - \rho_n)}{\rho_n} Re^{0,6}$ bu düsturdan istifadə olunur.

3) $2 < Re < 500$ olduqda, $U_d = 3 g d \frac{(\rho_s - \rho_n)^{\frac{1}{2}}}{\rho_n}$ düsturundan istifadə olunur.

Bu düsturlardan görüldüyü kimi damla diametri böyüdükcə, mayenin özlülüyü azaldıqca, damlaların çökmə sürəti çoxalır. Onu da qeyd etmək lazımdır ki, nefti sudan təmizləyərkən əsas rolu su damlaların çökmə sürəti yox, müdafiə səthlərinin dağılma vaxtı və damlaların birləşib böyük su kütləsinə çevrilməsi rol oynayır.

Bütün bu göstərilən amillərin təyin edilməsi və onların təsir xüsusiyyətlərinin nəzərə alınması emulsiyaların ayrılması üçün seçiləcək texnologiyaları və səmərəliliyin artırılmasına böyük təsir göstərir.

Tətbiq üçün istifadə olunacaq üsulların əsas prinsiplərini aşağıdakıları qeyd etmək olar:

Hazırlanmış emulsiyaların temperaturunu artırmaq. Bununla emulsiyadakı mayelər özlülüyü azalır və buna görə də səthi gərilmə azalır. Bu prinsip neftin sudan ayrılmasına əsaslanır.

1) Ayrılacaq mayelərin hissəciklərin ölçülərini artırmaq. Buna görə də kimyəvi reagentlərdən və elektrik sahəsindən istifadə edilir.

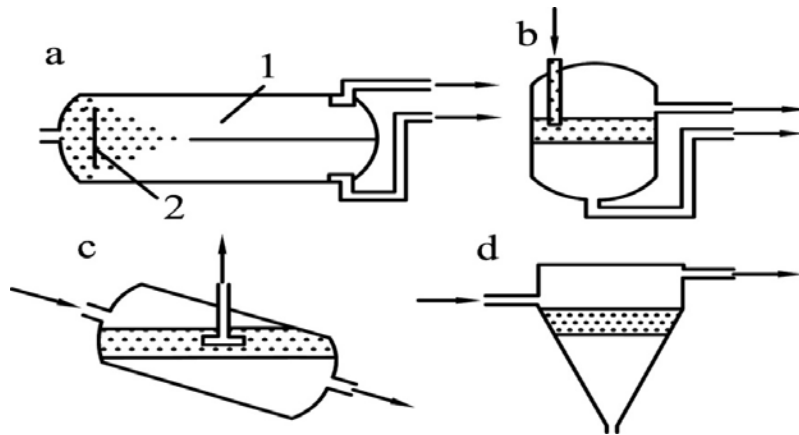
2) Ayrılacaq hissəciklərin hərəkət sürətini artırmaq. Buna görə də təbii ağırlıq qüvvəsini digər qüvvəyə yəni, mərkəzdənqaçma qüvvəsi ilə əvəz edirik. Səbəb isə mərkəzdənqaçma qüvvəsi ağırlıq qüvvəsinə nisbətən daha güclü olur.

3) Hündürlüyü azaldıb, çökdürücünün isə ümumi sahəsini stabil saxlamaqla. Üfüqi çökdürücülərdə paralel lövhələr və separatorlarda ayırıcı disklərin tətbiqi bu məqsədi daşıyır.

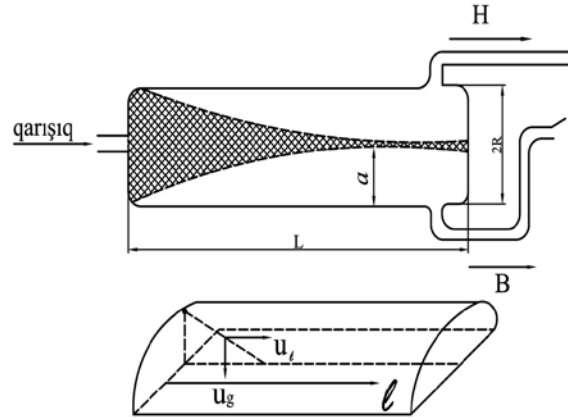
Emulsiyanın tərkibində hissəciklərin asılı vəziyyətdə olması ayırmanın səmərəliliyini azaldır. Buna görə də dayanıqlı, stabilləşmiş və xırda dispersli emulsiyaları mexaniki üsullarla təmizlənməsi mümkün olmur. Həmçinin, emulsiyaların ayrılması prosesində hidravliki çökmə, yəni turbuləntlik, axınların konvensiyası və s. mənfi təsir göstərir.

Metodlar: Neft emulsiyalarını təmizlənmək üçün bir neçə üsullardan istifadə olunur.

Birinci üsul nefti sudan mexaniki üsulla təmizlənməsi üsuludur. Bu üsulda qravitasiyalı çökdürücülərdən istifadə olunur. Çökdürücülərin iki iş rejimi mövcuddur: Dövrü və fasiləsiz. Dövrü çökdürücülərin müsbət işi yalnız neftin tərkibinə aid olan su birləşmələri ya sərbəst ya da iridamcılı stabil vəziyyətdə olur. Fasiləsiz işləyən çökdürücülər isə əvvəlkinə nisbətən fasiləsiz işləyən qravitasiyalı çökdürücülərdən istifadə edilir və neftin hazırlanması orada kəsilməz axının yaradılması üçün istifadə olunur. Çökdürücülər aşağıdakı şəkillərdə olur.



Şəkil 1. Fasiləsiz işləyən çökdürücülər



Şəkil 2. Üfüqi çökdürücünün prinsipial sxemi

Şəkil 1-də qeyd olunan uyğun olaraq üfüqi, şaquli, maili, konusvari vəziyyətdə olan çökdürücülər qeyd olunmuşdur

İkinci üsul isə süzülmə üsulu adlanır. Bu üsulda süzülmə layının materiallarından istifadə olunur. Bunlara misal olaraq, ağac, şüşə parça, şüşə qırıntıları və ya metal yonqarı və s. istifadə olunur. Əksər hallarda şüşə parça tətbiq olunur. Çünki şüşə parça suda islanan və neft ilə təmasda olmayan materialdır. Həmçinin, şüşə parça uzunömürlü materialdır.

Üçüncü üsulda isə termiki üsulla nefti sudan təmizləyirlər. Bu üsulda adından bilindi ki kimi neftin sudan ayırarkən çökdürülməzdən əvvəl nefti qızdırırlar. Daha sonra isə su azalır, örtüyün səthi möhkəmlənir və uyğun olaraq su damcıları daha asanlıqla birləşirlər. Əlavə olaraq, temperaturun artması özlülüyün azalmasına səbəb olur, və nəticə olaraq çökmə zamanı hissəciklərin enmə sürəti artır.

Dördüncü üsul kimi kimyəvi reagentlərlə neftin sudan təmizlənməsi üsuludur. Bu üsulda kimyəvi reagentlərdən istifadə edərək nefti sudan ayırıraq. Əlbəttə ki, reagenti seçərkən neft-su emulsiyası növündən və təmizlənmək üçün istifadə ediləcək neftin xarakterindən asılıdır. Nefti sudan kimyəvi üsulla 3 üsulla təmizləmək olar

1) Neft quyularında su təmizlənməsi prosesi baş verir. Burada, quyuda emulsiya reagentlə daxil edilir.

2) Sudan təmizlənmə neft yığılmasını həyata keçirən boru kəmərlərində baş verir. Reagent neft toplama kollektorun baş hissəsində emulsiyanın tərkibinə əlavə edilir.

3) Çökdürücü çənlərdə deemulsasiya ilə neftin tərkibinin təmizlənməsi prosesi baş verir. Burada çökdürücü çənlərə doldurulmuş emulsiyalar əlavə edilir.

Beşinci üsul termokimyəvi deemulsasiya üsuludur. Bu üsulda siper örtüyünün möhkəmliyi azalır, bəzən isə onu tam dağıdır və nəticədə neft emulsiyalarının ayrılması prosesi sürətlənir.

Altıncı üsul isə elektrik üsuludur. Bu üsulda zavod şəraitində elektrik vasitəsilə nefti sudan ayırıraq.

Nəticə: Qeyd etdiyimiz üsullarda, həm müsbət həm də mənfi cəhətlər vardır. Süzülmə üsulundan istifadə edərək istifadə olunan cihazlar böyüklüyü, məhsuldarlığının aşağı olması və süzgəc materiallarının tez-tez sıradan çıxması bu üsulun sərfəli olmaması və çox nadir hallarda istifadə



olunmasına səbəb olur. Termik üsul isə ayrıca istifadə olunmur. Bu üsul çox zaman hansısa digər üsullarla kombinə edilərək istifadə olunur. Kimyəvi üsulla təmizlənmə reagentin bəzi zamanlarda baha olması bu üsulun çox da səmərəli olmamasına gətirib çıxardır. Termokimyəvi deemulsasiya üsulunda ayrı-ayrı emulqatorların baha olması və böyük istilik sərfi bu üsulun mənfi cəhətləridir. Buna görə də bir neçə üsulu kombinə edilməsi ilə daha səmərəli şəkildə nefti sudan ayırmaq olar.

ƏDƏBİYYAT

1. <https://miralamov.az/wp-content/uploads/2014/11/3-cu-fesil.pdf>
2. H.R. Qurbanov, A.N. Qurbanov, F.Q. Seyfiyev, E.X. İskenderov. Deniz və quruda neft və qazın yığılması, saxlanması. // Azerb. Devlet Neft ve Senaye Un-ti. <https://en.wikipedia.org/wiki/Emulsion>.
3. <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AD%D0%BC%D1%83%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%B8%D1%8F>.

Publication history

Article received: 20.04.2022

Article accepted: 05.05.2022

Article published online: 18.05.2022



JOINT DEVELOPMENT: OIL AND GAS RESOURCES

Asif Yusifli, Aziz Mammadov

^{1,2}ASOİU, ^{1,2}faculty of Gas-Oil Mining, ¹master, ²PhD

Email: ¹yuasif17607@sabah.edu.az

ABSTRACT

Commercial production of unconventional oil and gas resources will be difficult to achieve without large-scale engineering measures, let alone the additional operating costs, increasingly stringent safety and environmental requirements, fluctuating low oil and gas prices, and so on, all of which will undermine investors' confidence. As a reason, unconventional techniques to steering the exploration and production of nontraditional oil and gas production are urgently required. As a conclusion, we proposed the notion of joint exploration and development, which involves combining search strategy and operational approaches for a variety of oil resources in order to analyze, develop, acquire, and utilize numerous hydrocarbon sources at the same time. In this method, the vexing interference between the created mixture of hydrocarbon flow, which results in a reduction in single-well flowrate, might be transformed into a dynamic mutual force that boosts the well's flowrate. The necessity of joint exploration and development is dictated by the occurrence circumstances of oil and gas resources, its practicality is dependent on technological advancements, and its laborious and long-term nature is linked to the existing energy market and environment, we also point out. Despite a number of issues and challenges, we believe that collaborative exploration and development will be a viable choice for lowering costs and increasing output and benefits, boosting investor confidence, increasing energy comprehensive use, and improving energy supply efficiency.

Keywords: development oil and gas resources, analysis, energy comprehensive use

Introduction: Unconventional oil and gas deposits coexist in one location, laying the groundwork for cooperative exploration and development. During the exploitation process on a large scale, neighboring or proximate horizons will eventually be invaded or changed. Given the objective conditions, using one well to exploit all oil and gas resources or numerous wells to utilize all resources in the area is feasible and profitable. As a result, joint exploration and development merges the external reality of oil and gas resources coexisting in one area with the internal driving force of cost reduction and benefit improvement. The source and reservoir environment, the exploitation technique, and the cost of unconventional resources all influence this joint technology.

Shenk and Pollastro produced a schematic diagram of numerous resources such as conventional gas, tight sandstone gas, shale gas, and conventional oil coexisting in a common area that clearly describes the features of oil and gas resources coexisting in a common area. On this basis, the goal of exploiting multiple resources to the ground may be achieved if one well is used to exploit multiple reservoirs or the reservoirs of multiple resources and multiple wells on one drilling platform are used to exploit multiple reservoirs or the reservoirs of multiple resources. Many Chinese experts have shown this concept in their research on numerous oil and gas resources coexisting in one place.



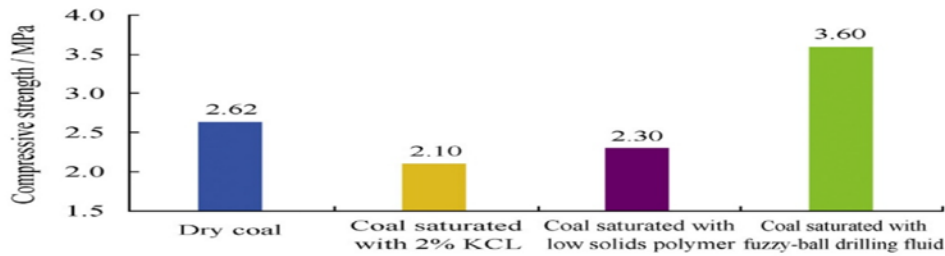
Cao Daiyong believed that coal measure strata had a unified sedimentary environment, thermal evolution, and material source type, and that coal beds and shale beds provided material foundations, which, along with self-generation, self-preservation, and short-distance migration, are favorable conditions for tight sandstone gas, shale gas, and CBM coexistence. As a result, geological conditions are created for diverse oil and gas deposits to coexist in coal measure strata. When the distance is short, however, coal measure layers of various types can gather multiple unconventional oil and gas resources. Gas absorbed in coal beds can be converted to coalbed methane, shale gas can be converted to shale gas, and gas absorbed in tight sandstones can be converted to tight sandstone gas.

Shan found that the alternation of tight sandstones and coal beds provided the material conditions for the coexistence of tight sandstone gas, shale gas, and CBM after analyzing the experimental results of organic carbon content, macerals, and X-ray diffraction of coal measure strata of transitional facies in the Sichuan Basin. After examining the coal-measure gas accumulation and resource kinds in Hebei Province, Adam concluded that tight sandstone gas, shale gas, and CBM cohabitation were unavoidable. According to Adam gas and CBM belonged to continuous accumulations, while tight sandstone gas belonged to quasi-continuous accumulations, which existed simultaneously and was always generated in a shared source.

Currently, "gas" in multiple resources is receiving greater attention, owing to the more accepted position that "many gas resources are easily recovered from the ground." However, exploitation techniques and laboratory experiments show that not only are production loss factors present in natural gas reservoirs and between reservoirs, but that there is also significant interference once gas and its additives enter the wellbore. The discovery broadened the scope of capability loss caused by reservoir damage from strata to wellbore, i.e., capability loss now covers both reservoir and wellbore damage, enhancing the meaning of capability damage. It is expected that the availability of theories and examples of oil and gas cohabitation will lead to new ideas, discoveries, and options for comprehensive resource exploitation in the near future.

Although geological environments and hydrocarbon types vary by country or region, numerous unconventional oil and gas deposits in a basin are a regular occurrence. This concept lays the groundwork for collaborative exploration and development of multiple resources. For example, coal and shale are the same parent materials for unconventional oil and gas resources such as tight sandstone gas, shale gas, and CBM. Shale, on the other hand, offers suitable sealing and preservation conditions as the cap rock of sandstones. Complete information on the presence and enrichment of numerous resources can provide a reasonable objective for exploration and development of all subsurface resources based on the above parameters.

Using the proper theory, method, or technology to undertake an overall evaluation of multiple subsurface oil and gas resources will aid in getting resources with higher economic values. This is referred to as "joint exploration and development," which entails using several resource exploration tools to collect information on multiple subsurface recordable oil and gas resources. This collaborative exploration and development uses relevant technologies from technical problem solutions and field experiments to perform exploration, instead of employing one technology to exploit numerous resources and multiple technologies to exploit one resource. The appropriate technologies can be a mix of numerous technologies as well as a single technology.



Objective: Multiple unconventional oil and gas resources coexist in one location, each with its own occurrence mode, reservoir mechanical properties, and composition, necessitating the use of appropriate exploration and development technologies to achieve combined exploration and development. With the advancement of oil and gas resource exploration, drilling and completion, and reservoir stimulation technologies, as well as the growing support of policies for holistic resource use, the development of unconventional oil and gas resources is becoming more conventional. It supports cooperative exploration and development through technology and policy.

As a result, identifying common features among unconventional oil and gas resource exploration and development technologies and integrating appropriate technologies for comprehensive exploration and development of multiple resources becomes the premise and foundation for the successful implementation of joint unconventional oil and gas resource exploration and development. Exploration is a key method for discovering, describing, and obtaining primary data on unconventional oil and gas deposits. Unconventional oil and gas resources can be found in a variety of locations. These resources can only be accurately found and characterized if appropriate exploration technology is used.

Seismic, comprehensive geologic research, mud logging, wireline logging, well testing, numerical simulation, geological reserve estimation, and target zone selection and evaluation are just a few of the technologies that are fast evolving to satisfy the needs of oil and gas development. Because unconventional oil and gas resources are different in nature, with large reservoir variation and heterogeneity, common applicable technologies such as prestack reservoir prediction technology must be enhanced to fulfill the needs of joint exploration and development. To evaluate and estimate the enriched area, CBM exploration currently uses technologies such as 2D seismic, 3D seismic, three-component seismic, AVO (amplitude variation with offset) analysis, seismic lithology wave impedance inversion, and seismic attributes.

Chen Yong et al. investigated the most sensitive seismic attribute in terms of coal bed physical property, yielding promising results in CBM reservoir prediction in the Qinshui Basin. Electrical imaging technology, nuclear magnetic resonance logging, and array acoustic logging, among other technologies, are now the most suited for CBM exploration. Electrical imaging logging with high resolution can correctly identify reservoir thickness and reflect sidewall features. Nuclear magnetic resonance logging can be used to assess coal bed porosity, fluid type, aperture, cleat, and other factors. The acoustic anisotropic value acquired using array acoustic logging does not fully reflect the anisotropic feature of coal beds, hence it must be coupled with other logging methods. In the same way, the most prevalent shale gas exploration technology is geophysical technology (particularly seismic exploration), which is used in conjunction with logging data to define shale gas reservoirs. The burial depth, thickness, and physical features of shale gas reserves are typically determined using 3D seismic and logging data. The use of high-resolution 3D



seismic exploration aids in the correct identification of shale gas reservoir strata, structure, and geographical distribution. Micro-seismic fracture technology can be used to anticipate fracture striking and improve the design and operation of hydraulic fracturing. Seismic identification and enhanced area forecast are the two main applications of tight sandstone gas exploration technology. It's most commonly found in the Ordos Basin's Sulige gas field.

Basin-centered gas, also known as deep basin gas, is water-closed gas that is directly or indirectly coupled to sandstones in depressions by coal measure layers. It is mainly found in sandstones that are tightly packed. Tight sandstone gas reservoir exploration technology can be applied directly. Seismic exploration technology, marine controlled electromagnetic prospecting technology, geochemical prospecting technology, logging/core analysis technology, and petrophysical model technology are currently the most common natural gas hydrate exploration technologies. Oil shale is typically found in the Mesozoic and Cenozoic periods, particularly in the plains and loess areas of eastern and central China. Chemical analyses are now mostly utilized to examine oil shale samples obtained from field geologic surveys, trenching, and drilling in order to obtain indexes such as oil content in order to find shale oil.

Oil sand is mostly made up of sand and clay, and it has low mobility. It is normally investigated by conducting a geologic survey of outcrops followed by drilling. In conclusion, there are various types of unconventional oil and gas resources, although some exploration technologies and procedures are comparable or similar. The integration of exploration technologies can finally be realized by examining the major exploration technologies of various types of unconventional oil and gas resources in order to find common technology and increase precision. With this method, exploration operation time can be shortened, and significant cost savings may be realized. As a result, beneficial technologies can be pushed.

Historically, one of the most effective ways to address the high cost problem in oil and gas exploration and development has been to continually improve and develop drilling and completion technology. Horizontal well drilling, for example, has fallen in cost to 1.5–2.0 times that of vertical well drilling, while production has climbed to 2–3 times that of vertical wells. It has gotten a lot of attention since it has addressed the issue of low-efficiency oil and gas wells. Its matching completion technology, such as MRC, progresses with the idea of extending the drainage area of horizontal wells and modifying horizontal well forms to boost single well output as a dominance.

Underbalanced drilling technology has been widely used in CBM well drilling for reservoir protection in formations with limited water yield and stable borehole. Complex-structure well technology has been used to increase well capacity in order to expand the drainage area. CBM drilling has employed plug-removing drilling fluid containing bio-enzyme, solid free-active saline, and fuzzy-ball for reservoir protection and completion quality improvement. Cased hole completion (perforation and slotting methods) and open hole completion (screen, open hole, gravel pack, hydraulic cutting cave, natural caving, and dynamic caving methods) can be chosen due to the low permeability and desorption needs of CBM reservoirs.

The key technologies in shale gas development are horizontal well drilling and completion. Casing perforating, liner perforating, open hole perforating, combined bridge plug, and mechanical assembly are among the completion modes. However, due to the decreased desorption ability of reservoirs in shale gas extraction, technologies must be updated. Horizontal well technology is used in tight sandstone oil and gas development, similar to shale gas development. Tight sandstone gas exploitation often employs horizontal well, factory, underbalance, pressure



control, and coiled tube drilling technologies, as well as drilling fluid technology for reservoir protection. According to Wang Tao et al., this thin-sandstone reservoir double-stage horizontal well technology can clearly boost single well productivity. To safeguard cracked, tight sandstone reservoirs, temporary plugging drilling fluid is commonly utilized to control the volume of invaded fluid. Instant perforating, external casing perforation, high-pressure nitrogen-injected perforation, coiled tubing conveyed perforating and sand blasting, casing cementing, bridge plug perforation fracturing completion, and open hole staged fracturing completion are some of the tight sandstone reservoir completion technologies. There is no viable technology for drilling gas hydrates, although the suppression and tolerance decomposition methods could be investigated in the future. Electric submersible pumping mixed with natural and artificial separation is the method of completion. Selecting a drilling fluid that will avoid gas decomposition is a critical task.

Sands are mostly exploited in the United States and Canada. For oil sands over 75 meters, opencast mining is used, whereas for oil sands below 75 meters, in-site mining is employed. For small oil layers, vertical drilling is performed, while for heavy oil layers, steam huffing and puffing and gravity drainage assisted by steam are frequently used. Methods such as on-site horizontal well combustion and the solvent technique are also used. Aside from improving drilling and completion equipment and technology, the development of a variety of drilling and completion fluids has aided in the advancement of drilling and completion technologies.

Specifically, instead of utilizing a "wall" to prevent water, blocking methods such as stacking, stretching, and stuffing have enhanced stratum rock strength and achieved low-density anti-sloughing, resolving the problem of difficult coordination between loss and slumping. As a result, the damage caused by drilling fluid to reservoirs has naturally decreased. It is hoped that through studying subterranean fluid flow patterns as well as basic theories and methodologies such as rock mechanics and working fluids, problems in drilling and completion in complicated strata such as CBM, shale gas, and oil sand can be solved, and alternative technologies will be developed. Meanwhile, other ideas and approaches have evolved, such as earlier engineering compensation technology, which is a macroinnovative concept that can reduce reservoir damage and increase single well productivity.

Methods: Unconventional oil and gas resources face a similar environment to conventional resources, if not a more difficult one in terms of environmental protection. With the exploration and development of unconventional oil and gas resources, the detrimental effects on the natural environment have steadily become an issue. Furthermore, variables such as low worldwide oil prices, rapid development of new resources, and yet-to-be-developed exploration and development technologies for unconventional oil and gas resources add to the problems of joint unconventional oil and gas exploration and development.

Unconventional oil and gas exploration and production will undoubtedly have an impact on the natural environment. In the development of CBM, waste gas, waste water, and waste residue discharge affect and limit its scale exploitation. Scholars provide treatment options for tackling these environmental issues from various angles. To achieve efficient and clear development, Bai Hao advocated that water be controlled first, followed by waste gases and waste residues. These investigations highlight a constraint of CBM development from a different perspective, slowing down development speed. Shale gas exploitation, like conventional gas, will have some



environmental and ecological consequences, such as harm to land vegetation, excessive water usage, and pollution.

According to Pan Yongjian, large-scale and industrial shale gas extraction would encroach on residential property, and hydraulic fracturing would endanger both surface and ground water. Tight sandstone gas development, like CBM and shale gas, has the same environmental issues if the same technologies are applied. During the development of gas hydrates, the environment may be subjected to significant pressure due to the green gas effect, marine biological deterioration, and submarine landslides. During the shale oil development process, waste pollution and solid waste pollution will impact human health, and there is no perfect remedy or technology. It should be acutely aware that when supplying unconventional oil and gas resources to the country, it must examine how to develop in harmony with the environment. According to Pan Yongjian, large-scale and industrial shale gas extraction would encroach on residential property, and hydraulic fracturing would endanger both surface and ground water. Tight sandstone gas development, like CBM and shale gas, has the same environmental issues if the same technologies are applied. During the development of gas hydrates, the environment may be subjected to significant pressure due to the green gas effect, marine biological deterioration, and submarine landslides. During the shale oil development process, waste pollution and solid waste pollution will impact human health, and there is no perfect remedy or technology. It should be acutely aware that when supplying unconventional oil and gas resources to the country, it must examine how to develop in harmony with the environment.

Unconventional oil and gas reserves are abundant around the world, but exploration and development are still at a low level. It is difficult to achieve a reasonable return on investment at current oil and gas prices. CBM projects have a high initial investment, a protracted construction cycle, and a significant level of risk. It takes a long time to recoup the development stage investment. Shale gas development has considerably higher technological requirements and unit expenditure than conventional gas development. The practical development income of domestic shale gas hasn't reached the ideal goal since the resource grade is limited and the economic efficiency of exploration and development is yet unknown.

Tight gas, which uses similar development processes to shale gas, is the most realistic option for unconventional gas extraction at this time. However, if it is produced according to old ideas and techniques, the chances of making a profit are slim. The predicted economic advantage of shale oil production is greater than that of oil refining and power combined, but it is still in an exploratory stage with high costs and limited revenue. Tight oil, as an unconventional resource, is characterized by significant investment, a lack of supporting infrastructure, and a low level of industrialization. Although "horizontal well volume fracturing and factorylike operation" can achieve successful development, there is still a long way to go to achieve the goal of cheap cost and high production.

Single resource development for unconventional energy represented by CBM and shale gas is faced with expensive investment and poor output in the current oil and gas market and circumstances. In particular, slow capital recovery in the first investment stage severely harms investors' confidence. Joint exploration and development of unconventional oil and gas resources will achieve a return on investment when there is a certain yield, reducing investment risks and improving economic Fig. 6. Schematic diagram of microseismic monitoring of repeated fracturing and steering angles of a CBM well in a low-return situation.



With the increased focus on sustainable resource development in recent years, the government has actively promoted the development of new energies such as nuclear power, water power, wind energy, and luminous energy, resulting in an increasingly competitive relationship between new energy development and unconventional oil and gas resource development. It is one of the main reasons why governments and investment institutions around the world have failed to invest in oil and gas resources on a consistent basis. Under the premise of security, suitably boosting the nuclear usage ratio is beneficial to China's energy security and strategic security. The fluctuating change legislation of the worldwide oil and gas resources market is difficult to change because it is an objective of the economy's development. The position of high-investment and high-return unconventional oil and gas resources can only be rebuilt by updating exploration and development theory, upgrading technology level, boosting resource economic benefit, and attracting investment. The primary technology for collaborative exploration and development is to handle the problem of productivity harm by utilizing one or more theories, methodologies, and technologies that are appropriate for various occurrence types, fluid compositions, and rock qualities. Current exploration and development technologies, on the other hand, are incompatible with complex geological conditions. Operating workers are unable to quickly learn appropriate drilling, fracturing, and data collection technologies.

High exploration risks, high investment, and extended capital recovery cycles continue to be issues. If these scenarios are not well understood, late-period investments in exploration and development technology will be harmed. Maintaining a clear understanding of the periodic rules of technological research and development, maintaining consistent and stable investment in them, and integrating and improving current exploration and development technologies are all key factors in the success of joint exploration and development. CBM development in China began in the 1950s when subterranean gas was primarily exploited with coal mine safety in mind.

Domestic shale gas has substantial potential, according to estimates from international institutes and preliminary drilling results. Because there hasn't been a comprehensive examination and evaluation of shale gas resources across the country, the entire resource quantity and distribution are unknown. Favorable target regions must be identified, as well as the quantity of recoverable resources in each area. Shale gas extraction is generally characterized by high work difficulty, high investment, and a protracted implementation cycle. China has built up tight sandstone gas producing zones dominated by the Ordos Basin and the Sichuan Basin. And technology for increasing single-well yield, lowering costs, and digitalizing production and management has slowly emerged.

To boost the economic value of integrated resource development, however, ultimate matching technologies and procedures for managing difficulties such as quick capacity attenuation of tight sandstone wells and formation water hurting gas well capacity in the middle and late phases must be obtained. Unconventional energy research on gas hydrate, shale oil, and tight oil, for example, began late and is still in its infancy. Applying mature technologies will take a long time. The foundation of collaborative exploration and development technologies, in general, is to optimize 3D seismic and complete geologic research technologies that are applicable to numerous resources.

So it's critical to find enriched areas for multi-layer oil and gas resources in one well and/or multiple resources in one well, then use horizontal well drilling and/or reservoir stimulation technology, and/or use mutual compensation energy well types, and/or use high and stable yields from Zheng LH. et al./Natural Gas Industry producing layer succession plans, and/or use easy-to-



beexploited resources to provide power for hard-to-beexploited resources, and/or use easy-to-beexploited resources, and/or use However, a great number of experimental investigations and field applications should be conducted to develop these technologies. This mission cannot be completed in a five-year plan, a single key project research, or a single enterprise tenure. As a result, investors must perform consistent and ongoing scientific studies.

ConclusionThe competition with new energy is based on development cost, environmental protection extent, and long-term development effects for both conventional and unconventional oil and gas resources.

- Under the geological conditions of oil and gas resources coexisting in one location and the technological conditions of accessible exploration and development engineering technologies, joint exploration and development of unconventional oil and gas resources is proposed. Its goals are to reduce the number of engineering operations and their environmental impact, as well as to enhance single well output and lower exploration and development costs.
- Joint exploration and development of unconventional oil and gas resources fits current resource, technology, economic, and environmental protection requirements, aids in the comprehensive utilization of resources, and is feasible to accomplish. It will pave the way for a major breakthrough in the use of oil and gas resources.
- Joint exploration and development requires innovative efforts such as theory updating, technique invention, and technological revolution; else, great prospects will be lost.

REFERENCES

1. HF Miralamov, QG Ismayilov. Oil and gas transportation by pipelines. Baku, 2010
2. RF Abbasov, KM Mammadov, ZS Musayev, Marine hydraulic structures, storage and transportation of oil and gas. Textbook, Baku 2010
3. Liu WH, Rong SL, Pipe laying technique for offshore oil and gas pipelines, 2007.
4. Niu JY, Jin ZQ, Ways characteristics and prevention of pollutions from cross harbour tunnels to marine environment. 2009
5. Yu CY, Han JB, Classification of marine engineering monitoring systems I– reclamation and transportation, 2015.

BİRGƏ İŞLƏNMƏ: NEFT VƏ QAZ EHTİYATLARI

¹Asif Yusifli, ²Əziz Məmmədov

^{1,2}ADNSU, ^{1,2}Qaz-Neft Mədən fakültəsi, ¹magistr, ²dosent

E-mail: yuasif17607@sabah.edu.az

XÜLASƏ

Qeyri-ənənəvi neft və qaz ehtiyatlarının işlənməsinə genişmiqyaslı mühəndislik tədbirləri olmadan asanlıqla nail olmaq mümkün olmayacaq, buna əlavə əməliyyat xərcləri, ətraf mühitin təhlükəsizliyi, neft və qaz qiymətlərinin dəyişməsi və s. təsir göstərir.



Buna görə də, kəşfiyyat və istismara rəhbərlik etmək üçün təcili olaraq qeyri-ənənəvi tədbirlərə ehtiyac var. Beləliklə, müxtəlif neft və qaz ehtiyatlarının eyni vaxtda təhlili, tikintisi, toplanması və əldə edilməsinə nail olmaq üçün tədqiqat metodologiyalarını və istismar üsullarını birləşdirərək birgə kəşfiyyat və işlənmə konsepsiyasını irəli sürmüşəm.

Birgə kəşfiyyat və işlənmə neft və qaz ehtiyatlarının yaranma şəraiti ilə müəyyən edilir, onun texniki-iqtisadi əsaslandırılması texnologiyaların inkişafı və onun çətin və uzunmüddətli xarakteri cari enerji bazarı və ətraf mühitlə əlaqələndirilir. Müxtəlif problemlərə və çətinliklərə baxmayaraq, birgə kəşfiyyat və işlənmə həm xərclərin azaldılmasına, həm də istehsalın artırılması, investorların inamını artırmaq, enerjidən hərtərəfli istifadəni artırmaq və enerji təchizatının səmərəliliyini artırmasına səbəb olacaqdır.

Açar sözlər: neft və qaz ehtiyatlarının işlənməsi, ətraf mühitin təhlükəsizliyi, təhlil, enerji təchizatının səmərəliliyi

Publication history

Article received: 21.04.2022

Article accepted: 04.05.2022

Article published online: 18.05.2022



DETERMINATION OF THE MINIMUM GAS FLOW RATE REQUIRED FOR COMPLETE REMOVAL OF CONDENSATE FROM THE WELL IN GAS-CONDENSATE WELLS

¹Vusal Zarbaliyev, ²Shahin Ismayilov

^{1,2}ASOİU, ^{1,2}Oil & Gas & Mining faculty, ^{1,2}Department of Oil and Gas Engineering, ¹master, ²PhD, ²head of the department.

Email address: ¹vusal.zerbaliyev@mail.ru, ²shahin.ismayilov@asoiu.edu.az

ABSTRACT

The article provides a brief analysis of the determination of the minimum gas flow rate required for complete removal of condensate from the wellbore in gas condensate wells. In gas wells, water collects in the wellbore as a result of condensation of produced water and steamed water entering the wellbore together with the well product. In gas condensate wells, gas condensate from the formation is added to it. Thus, part of the filters of gas and gas condensate wells is filled with liquid, which ultimately reduces the flow rate of these wells. At the beginning of the development and operation of gas and gas condensate fields, the amount of liquid (water) and condensate in the gas is low, and due to high formation pressure in the first period of this field, raised to the surface. Over time, the velocity of the well product in the gas condensate wells gradually decreases, and as the amount of water and condensate entering the reservoir increases, the fluid accumulates in the well as the reservoir cannot be fully lifted by its own energy. This creates a counter-pressure on the bottom of the well and affects the formation, which closes with a liquid column in the filter section of the well, which significantly reduces the flow rate of the well, and in some cases leads to a complete shutdown of the well. Various methods have been developed and are still being used to prevent this and to ensure the efficient operation of gas and gas condensate.

Keywords: layer waters, condensation, gas condensate, filter, layer pressure, well bottom.

Introduction: There are two main ways to prevent the accumulation of liquid in the bottom of gas and gas condensate wells:

- extraction of fluid entering the bottom of the well;
- Carrying out various types of isolation works in the well bottom zones of the wells to prevent the formation water coming from the bottom of the well.

The fluid entering the well from the productive stratum is removed from the well in two ways; by intermittent and continuous methods. The technological mode of gas or gas condensate wells is selected in such a way that the speed of the well product moving in the formation-wellbore-wellbore (body) -well system is to lift the fluid entering the well from the formation to the first separation device at the wellhead.[1]

Intermittently, the fluid collected in the wellbore is either blown out (well blowing means that the pressure in the wellbore must be reduced for a short period of time to maximize depression for a limited period of time), ie the fluid collected in the wellbore is lifted to the surface. The well is stopped and the liquid collected at the bottom of the well is injected again. Surfactants (SAMs) can also be used to re-apply the liquid. (to create a foam system in the layer)



Removal of gas and gas condensate wells from the bottom of the well by the method collected in the well, depending on the geological and mining characteristics of the productive stratum, the design of the well, the quality of in-line cementation, etc. is selected depending on the reasons.

The wellbore pressure and temperature must be regulated to minimize fluid accumulation in the wellbore zone (layer) and at the bottom of the well. Depending on the well pressure and temperature during well operation, the amount of liquid and condensate released from the gas entering the well can be determined by condensation isotherms and gas moisture capacity curves. In gas and gas condensate wells, the well bottom zone is cemented under pressure to prevent formation and extraneous water from entering the well, and thus it is possible to prevent produced water.[2]

In order to determine the effectiveness of the method of extraction or injection of fluid collected in the bottom of gas and gas condensate wells, special research work should be carried out in the wells and technical and economic reports should be prepared.

In order to re-inject the fluid collected at the bottom of the well, the wells are usually stopped for 2-4 hours and the liquid is injected into the reservoir.

When the well is restarted, its flow rate is higher than in the normal mode, and it compensates for the losses during the shutdown of these wells. This method is rarely used in practice.

The wells were usually blown into the atmosphere for 15-30 minutes to remove the fluid collected at the bottom of the gas and gas condensate wells, at which time the gas velocity in the well should reach 3-6 m / s. This method is the simplest and the flow rate of the wells is restored in a short time, but this method has a number of disadvantages: it does not completely clean the fluid from the bottom of the well; the danger of further intensification of the water coming from the formation when the depression increases, the presence of ariskin in the well bottom zone, the possibility of sand blockage in the well, etc.

In the process of intermittent removal of fluid collected from the bottom of gas and gas condensate wells, injection of SAM into the bottom of the well increases the efficiency of the process. Thus, when the foaming agent (SAM) injected into the well comes into contact with water, foam is formed when the "bubbled" gas passes through the liquid column.) is lifted to the surface by a well. When the mineralization of produced water is 3-4 gd / liter, 3-4% sulfanol solution is used, but in case of mineralization (15-20 g / l), sodium sulfates with sulfuric acid are used.[3]

Objective: Continuous extraction of accumulated liquid at the bottom of gas and gas condensate wells occurs due to a certain velocity of the extracted gas, in which case the flow consists of a two-phase system of gas-drop (liquid) type. It is known that in this case, the liquid is removed by gas at a speed of 5 m/sec. due to the diameter of the lift pipes 63-76 m.

The method of continuous removal of fluid from the wellbore is applied when the reservoir water enters the wellbore continuously. The diameter of the pump compressor pipes (PPCs) is chosen so that the velocity of the gas moving inside them allows the liquid to rise from the bottom of the well, but in this case the hydraulic friction of the two-phase system moving upwards in the small diameter NPC will increase. it is effective that the pressure loss applied to the hydraulic friction is less than the reverse pressure applied by the fluid column remaining in the wellbore (the fluid is not completely removed from the wellbore).

One of the methods successfully used to remove fluid from the wellbore is gas lift systems that work with wellbore valves. In this case, the gas pipe is removed from the space, and the liquid is



removed (from the inside) with NKBs lowered by the well bottom and gas lift valves. The pressure difference of the spring compression force on the valve in the well is affected. The pressure difference is caused by the pressure exerted by the liquid in the NKB or by the (lower) liquid columns in the pipe and by the (up) pressure of the gas in the pipe space. The forces acting on the valve are also calculated taking into account the difference in forces when calculating the fluid accumulation level in the pipe space, the bottom valve is opened and the collected fluid enters the NKBs and is lifted to the separator at the wellhead. When the level of the fluid in the pipe drops to the specified level, the well valve closes.[4]

Fluid collects inside the NKB until the gas lift valves are activated. After opening the gas lift valves, the gas enters the NKB from the space behind the pipeline and lifts the liquid collected there to the wellhead. After the liquid level in the NKB decreases, the gas lift valves close. Inside the NKB, the fluid that passes through the downstream space through the wellhead valve collects and the process is repeated.

One type of continuous liquid extraction from the bottom of gas and gas condensate wells is a "flying valve" type plunger lift. In this method, a pipe limiter is installed in the lower part of the NKB, and an upper shock absorber is installed in the fountain armature. The plunger is placed inside the NKB, which is the guiding channel to the plunger - "cylinder", and the plunger acts as a "piston".

Based on operational experience, it is determined that the optimum lifting speed of the plunger (1-3 m / s) is the descent speed (2-5 m / s). The continuous plunger lift method is used when the gas velocity in the hoisting pipes exceeds 2 m / s.[5]

Methods: As the pressure decreases at constant temperature, their phase transformation occurs in the process of filtering the gas condensate mixture in the formation. During the operation of gas and gas condensate wells, the speed of gas flow in the well must ensure the removal of solid particles and liquid droplets from the formation to the wellhead, which enter the well with the gas. Otherwise, either a sandy clay plug will form at the bottom of the production well, or fluid will accumulate, which in turn will reduce the well's flow rate by creating additional resistance to the flow of gas from the formation to the well. will cause. The results of research at different velocities of gas condensate wells (should be less than the required minimum velocity) contradict the data on the condensate output from the facilities, ie the composition of the mixture in the formation is not determined correctly and the amount of stable condensate in the field is determined correctly. As a result, the fixed condensate reserves in the field are not determined correctly, which leads to the erroneous assignment of the planned condensate production on the field. Therefore, for this purpose it is necessary to study gas condensate wells, increase the flow rate of the well by various means, take samples of its liquid phase when the well is operating in steady state, study the sample taken in the laboratory and find the velocity of the liquid phase. the fractional composition of the liquid phase is practically unchanged. This method is reliable and physically justified, but it is time consuming and requires sophisticated laboratory equipment.[6]

In 1963, Shirkovsky A.I. suggested that the minimum required speed should be determined on the basis of unchanged isotherms of the condensation process at different flow rates of the operating well or in the absence of a liquid column in the pipe space. When the composition of the well product remains constant, the isotherms of the condensing process must be the same, while the operating parameters of the separation equipment remain the same (velocity, pressure and temperature of the gas phase of the flow in the separators).

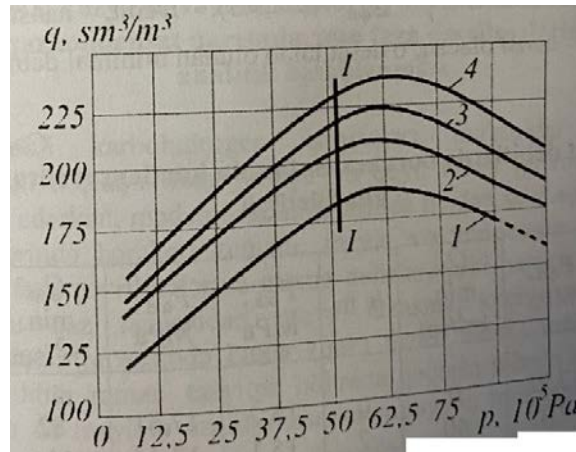


Figure 1. Construction of condensation isotherms $t = 27^{\circ}\text{C}$ at different flow rates as a result of gas condensate well research

Conclusion: 1. In order to re-inject the fluid collected at the bottom of the well, the wells are usually stopped for 2-4 hours and the liquid is injected into the reservoir.

2. Based on operational experience, it is determined that the optimum lifting speed of the plunger (1-3 m / s) is the descent speed (2-5 m / s). The continuous plunger lift method is used when the gas velocity in the hoisting pipes exceeds 2 m / s.

3. Continuous extraction of accumulated liquid at the bottom of gas and gas condensate wells occurs due to a certain velocity of the extracted gas, in which case the flow consists of a two-phase system of gas-drop (liquid) type. It is known that in this case, the liquid is removed by gas at a speed of 5 m/sec. due to the diameter of the lift pipes 63-76 m

4. A new method of surveying wells operated by the gaslift method The combined operation of the formation and the well has been optimized by combining the two methods.

REFERENCES

1. Mammadova G.G. Determination of the optimal technological mode of operation of gas condensate wells, the operation of which is complicated. "Theoretical and applied mechanics" №2, Baku-2014. p. 65-70.
2. Mammadova G.G. Investigation of the causes of complications in the operation of gas condensate wells. Geotechnological Problems of Oil and Gas and Chemical Meat", Scientific works, Baku-2014, p. 114-118.
3. Karimova A.Q., Mammadova G.G. A new method of surveying wells operated by the gas lift method. "Khazarneftegazatag-2014" Scientific-practical conference, December 24-25, 2014, Collection of articles. p. 63-69.
4. Nuriyev N.B., Mammadova G.G. Increasing the oil recovery factor of oil and gas fields operating in the dissolved gas regime. "Theoretical and applied mechanics" №1, Baku-2015. p. 107-110.
5. Mammadova G.G. Determining the diameter of the fountain pipes that allow the removal of mechanical and fluid mixtures from the bottom of the well. Geotechnological Problems



of Oil and Gas and Chemical Research Institute ”, Scientific works, Baku-2015, p. 275-282.

6. Internet resources.

QAZ-KONDENSAT QUYULARINDA KONDENSATIN QUYUDIBINDƏN TAM ÇIXARILMASI ÜÇÜN TƏLƏB OLUNAN QAZ AXININ MINIMAL SÜRƏTİNİN TƏYİN OLUNMASI

¹Vüsal Zərbəliyev, ²Şahin İsmayılov

^{1,2}ADNSU, ^{1,2}Qaz-Neft-Mədən fakültəsi, ¹magistr, ²Neft-qaz mühəndisliyi kafedrası, ²dosent, ²kafedra müdürü

E-mail: vusal.zerbelyev@mail.ru, shahin.ismayilov@asoiu.edu.az

XÜLASƏ

Qaz-kondensat quyularında kondensatın quyudibindən tam çıxarılması üçün tələb olunan qaz axının minimal sürətinin təyin olunması haqqında qısa təhlili verilmişdir. Qaz quyularında laydan quyudibinə quyu məhsulu ilə birlikdə daxil olan lay sularının və buxar halında olan suyun kondensasiyası nəticəsində quyudibinə su yığılır. Qazkondensat quyularında isə laydan gələn qaz kondensatı da buna əlavə edilir. Bununla da qaz və qazkondensat quyularının süzgəclərinin bir hissəsi maye ilə tutulur ki, sonda bu quyunun debitinin azalması ilə nəticələnir.

Qaz və qazkondensat yataqlarının işlənmə və istismar dövrünün başlanğıcında qazın tərkibində olan maye (su) və kondensatın miqdarı az olur və bu yatağın ilk dövründə lay təzyiqinin yüksək olması səbəbindən quyudibində və quyu gövdəsində hərəkət edən quyu məhsulunun yüksək sürəti hesabına quyudibinə yığışmağa imkan tapmadan quyu ilə tam həcmdə yer səthinə qaldırılır. Zaman keçdikcə qazkondensat quyularında hərəkət edən quyu məhsulunun sürəti tədricən azalır, laydan quyudibinə daxil olan suyun və kondensatın miqdarı artdığı üçün layın öz enerjisi hesabına onların tam həcmdə yuxarı qaldırılması təmin edilə bilmədiyi üçün mayenin quyudibinə yığılması prosesi baş verir. Bu isə quyudibinə düşən və laya təsir edən əks təzyiq yaradır, quyunun süzgəc hissəsində maye sütunu ilə bağlanır ki, bu da quyunun debitinin əhəmiyyətli dərəcədə aşağı düşməsinə səbəb olur, bəzi hallarda isə quyunun tam dayanmasına gətirilib çıxarır. Bunun qarşısının alınması, qaz və qazkondensat quyularının effektiv işinin ətəmin edilməsi üçün müxtəlif üsullar işlənilib hazırlanmışdır və onlar indi də tətbiq edilməkdədir.

Açar sözlər: lay suları, kondensasiya, qazkondensat, süzgəc, lay təzyiqi, quyudibi.

Publication history

Article received: 20.04.2022

Article accepted: 06.05.2022

Article published online: 18.05.2022



COMPLICATIONS IN THE OPERATION OF OFFSHORE CONDENSATE WELLS AND THE CHOICE OF METHODS TO COMBAT THEM

¹Korkhmaz Abilov, ²Shahin Ismayilov

^{1,2}ASOİU, ^{1,2}Oil & Gas & Mining faculty, ²Department of Oil and Gas Engineering, ¹master student degree, ²PhD, ²head of the department.

Email address: qorxmaz.abilov@mail.ru; shahin.ismayilov@asoiu.edu.az

ABSTRACT

The article provides a brief analysis of the complications in the operation of offshore condensate wells and the choice of methods to combat them. The issue of improving and accelerating the development and operation of oil, gas and gas condensate fields has always been relevant and is still relevant today.

Development and operation of hydrocarbon deposits is accompanied by the following complications:

Complications in the operation of oil wells; irrigation of oil well products; intensification of sand manifestations in deposits;

Complications in the operation of clean gas fields;

Complications in the operation of gas condensate wells, etc.

In order to eliminate all these complexities in the development and operation of hydrocarbon fields, the development of measures in the dissertation, their implementation is very important, as they increase the coefficients of oil, gas and condensation and reduce the cost of oil, gas and condensate..

Keywords: condensate, complexity, hydrocarbon, sand formation, gas condensate, gas supply.

Introduction: A brief overview of the work to combat complications in the development and operation of hydrocarbon fields is given. Here are the results of research and detailed analysis conducted by many scientists and researchers on the study of the problem. The following are examples of these achievements. A special mathematical model has been developed to prevent the formation of sand clogs in oil wells operating with intensive sand manifestations.[1]

A new composition has been created that creates foam against complications in the operation of wells. On the other hand, a new inhibitor against asphalt-resin-paraffin deposits was applied in the lifting pipes. The well bottom layer was treated with surfactant (SAM) and oil production was increased.

Oilfield experience shows that new techniques are needed to combat complications such as condensate subsidence, fluid accumulation in wells, sand blockages, gas hydrates, salt deposition in elevator pipes, equipment corrosion and erosion, well product irrigation, well bottom collapse, technologies have been proposed and their application has made it possible to increase production.

Scientists and experts have also studied the negative impact of complications in the development of offshore oil and gas fields on the efficiency of wells. This prolongs the development of the offshore field and creates serious problems in extending the life of hydropower facilities. In this regard, the proposed comprehensive measures are reflected in this review.[2]



At the same time, new compositions and technologies have been developed to isolate the flow of water into wells. It was also determined that the issue of treatment of the wellbore zone with liquid solvent hydrocarbons to increase productivity in gas-condensate wells is very relevant.

One of the important issues in regulating the technological regime in oil wells is the correct choice of measures to increase production.

Not all measures are effective, because various environmental problems arise and complications occur. During well operation, the formation regime temperature drops and cooling occurs in the lift pipes, and heavy oil fractions settle in the lift pipes and in the wellbore zone and reduce production. Nanoparticles have been used to solve this problem and positive results have been obtained.

At the same time, a special nanoparticle was used to generate pressure pulses of different amplitudes to increase the oil recovery factor.

Information has been published in the existing literature, as well as on the design of blunt drilling of wells, based on the structural map provided for the development of offshore oil fields. It was noted that the effective number of stationary platforms required for the development of the offshore oil field and the effective coordinates of the location of each platform should be determined.[3]

It is clear from research and studies conducted by scientists and researchers that high production can be achieved by eliminating the causes of complications.

Objective: At the bottom of gas-condensate wells, liquid (water and condensate) columns are formed, which increases the dynamic well pressure and reduces the flow rate of the wells. Various methods are used to eliminate these liquids, the most effective of which is the foam method, which is created by applying SAM to the well.

At the same time, the causes of complications in oil and clean gas fields were indicated. The causes of the open fountain and the griffin incident and the measures taken against them are also reflected in the case.

Regardless of what key criteria are adopted for the projected field, the following principles are proposed:

- taking into account the geological characteristics of the formation, the physical properties of fluids in the formation conditions;
- efficient use of natural potential energy of the formation;
- full consideration of the possibility of eliminating all factors limiting the productivity of wells;
- timely replacement of unusable technological modes of wells at the current stage of development, etc.

The smooth development of the well, the maintenance of the filtration rate in the filter and the cleaning are possible by reducing the friction losses using SAM.[4]

The methods of liquidation of liquid columns (water and condensate) accumulated at the bottom of gas-condensate wells are as follows:

- atmospheric spraying of well products;
- operation of wells with small diameter (1") lifting pipes (these pipes are called pasta);
- to create foam and remove liquid columns by injecting SAM into the bottom of the well, this latter method is the most efficient and is recommended to use.



Methods: Reports were made for gas condensate wells in the VII horizon of the Bulla offshore gas-condensate field (53,60,108,110) and it was found that the actual gas production was less than the minimum gas production required to lift the liquid ($60 \text{ min m}^3 / \text{day} < 87.71 \text{ min m}^3 / \text{day}$) №-53 fluid is collected in the wellbore. It also increased wellhead dynamic pressure and reduced gas flow. Therefore, the proposed method for cleaning the fluid from well №-53 can be done by creating foam in the well or by spraying it into the atmosphere.

Then it is recommended to forecast the condensate loss in stages in the operation of gas condensate wells in the technological mode of operation.

On the other hand, measures have been developed against the decline in field efficiency at the final stage of development and their application has been recommended.

In general, there are many reasons for the decline in efficiency in the final stages of development of oil fields. Because different oil fields have different geological and physical conditions, they do not have all of them, but one or more of them. These reasons are complications and malfunctions in the wells. Each time this happens, the optimal operating modes of the wells are violated and they are adjusted in a timely manner; that is, wells are hydrodynamically surveyed in re-established streams, and indicator diagrams, adjustment curves, and debit rates are determined.[5]

In the dissolved gas regime, oil is pumped from the formation to the bottom of the well at the expense of two energies, ie the development of the formation can be divided into two periods:

1. The period when the formation pressure is higher than the oil saturation pressure ($P_{\text{lay}} > P_{\text{doy}}$). During this period, a single-stream flow occurs in the formation.

2. The period when the formation pressure is lower than the oil saturation pressure of oil ($P_{\text{lay}} < P_{\text{doy}}$). During this period, a two-phase flow (oil and gas) occurs in the formation.

In order to prevent this unpleasant event, it is proposed to inject dry gas into the formation and prevent the drop in formation pressure.

Hydrodynamic stationary and non-stationary issues are:

1. Flat-radial filtration of incompressible viscous-plastic oil in a non-homogeneous porous medium; Here, three cases of heterogeneity of horizontal circular viscous-plastic oil field are considered.

- the bed consists of two layers with different conductivities;
- the bed consists of two concentric annular zones with different conductivities;
- the field consists of two cylindrical sectors with different conductivities.

Formulas have been derived for all considered inhomogeneities, filtration velocities, debits, pressure scattering laws, pressure gradients, mean permeability, and mean initial pressure gradients in layers, annular zones, and cylindrical sectors. It is expedient to use these formulas in solving the problems of development of similar fields.

2. Compression of viscous plastic oil with condensed water in a homogeneous porous medium.

In this case, the generalized Darcy filtration law was used and formulas for filtration velocities, pressure scattering laws, pressure gradients in the zone of both compressive agent (condensed water and viscous fluid (viscous-plastic formation oil)) were derived, the formula is removed.

$$P' = \frac{P_k \eta_2 \ln \frac{R_1}{r_q} + P_q \eta_1 \ln \frac{R_1}{r_q}}{\eta_1 \ln \frac{R_k}{R_1} + \eta_2 \ln \frac{R_1}{r_q}} + \frac{G_2 (R_1 - r_q) \eta_1 \ln \frac{R_k}{R_1} - G_1 (R_k - R_1) \eta_2 \ln \frac{R_1}{r_q}}{\eta_1 \ln \frac{R_k}{R_1} + \eta_2 \ln \frac{R_1}{r_q}}$$

The oil flow formula for the well is as follows:

$$Q = \frac{2\pi kh [P_k - P_q - G_1 (R_k - R_1) - G_2 (R_1 - r_q)]}{\eta_1 \ln \frac{R_k}{R_1} + \eta_2 \ln \frac{R_1}{r_q}}$$

In addition, formulas have been developed to calculate the time required for the viscous-plastic fluid boundary from its initial state R_0 to its current state R_1 and for the complete displacement of that oil from the formation with condensed water.

3. The next hydrodynamic non-stationary problem concerns the process of pressure recovery in the flat-radial filtration of viscous-plastic oil.

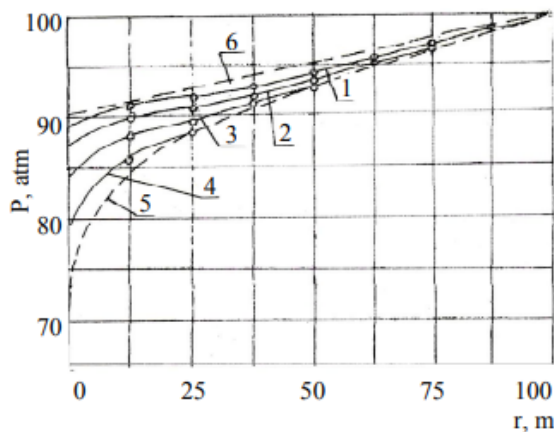


Figure. A family of pressure distribution curves in a field

This is not desirable for offshore viscous-plastic oil fields, as the longevity (service life) of stationary platforms and trestle of offshore hydraulic structures is 25-30 years; Therefore, in order to prolong the life of these facilities and to reduce the period of full development of offshore oil fields, it is necessary to develop and implement effective measures on a regular basis over the years. One of such measures is the repair and restoration of corroded and eroded parts of offshore hydraulic structures, and the other is the application of various physicochemical and thermal methods of artificial impact on the wellbore zones to intensify production. In addition, the hydrodynamic intermittent isolation of produced water in irrigated oil wells and the determination of the effective frequency of repairs associated with the washing of sand plugs in intensive sand



wells are determined for each well. On the other hand, it is the development and application of optimal technologies for underground and capital repairs.[6]

Conclusion: 1. The optimal diameter of the fountain pipes required to lift the liquid and mechanical mixtures from the bottom of the gas well has been determined. A method was also used to check for fluid accumulation at the bottom of the gas condensate well.
2. A special mathematical model has been proposed to determine the expected condensate loss both at the current stages of gas-condensate field development and at the end of development.
3. Establishment of optimal technological operating modes of wells should be carried out only after elimination of complications in them.
4. A new method of surveying wells operated by the gaslift method The combined operation of the formation and the well has been optimized by combining the two methods.

REFERENCES

1. Mammadova G.G. Determination of the optimal technological mode of operation of gas condensate wells, the operation of which is complicated.//Theoretical and applied mechanics, Baku-2014. №2 p. 65-70
2. Mammadova G.G. Investigation of the causes of complications in the operation of gas condensate wells. Geotechnological Problems of Oil and Gas and Chemical Meat ", Scientific works, Baku-2014, p. 114-118.
3. Karimova A.Q., Mammadova G.G. A new method of surveying wells operated by the gas lift method. /Khazarneftegazatag-2014 Scientific-practical conference, December 24-25, 2014, Collection of articles. p. 63-69
4. Nuriyev N.B., Mammadova G.G. Increasing the oil recovery factor of oil and gas fields operating in the dissolved gas regime. //Theoretical and applied mechanics., Baku-2015. №1, p. 107-110
5. Mammadova G.G. Determining the diameter of the fountain pipes that allow the removal of mechanical and fluid mixtures from the bottom of the well. //Geotechnological Problems of Oil and Gas and Chemical Research Institute ", Scientific works, Baku-2015, p. 275-282
6. Internet resources

DƏNİZ KONDENSAT QUYULARININ İSTİSMARINDA BAŞ VERƏN MÜRƏKKƏBLƏŞMƏLƏR VƏ ONLARA QARŞI MÜBARİZƏ ÜSULUNUN SEÇİLMƏSİ

¹Qorxmaz Əbilov, ²Şahin İsmayılov

^{1,2}ADNSU, ^{1,2}Qaz-Neft-Mədən fakültəsi, ¹magistr, ²Neft-qaz mühəndisliyi kafedrasının müdiri, ²dosent.

Email: ¹qorxmaz.abilov@mail.ru, ²shahin.ismayilov@asoju.edu.az



XÜLASƏ

Dəniz kondensat quyularının istismarında baş verən mürəkkəbləşmələr və onlara qarşı mübarizə üsulunun seçilməsi haqqında qısa təhlili verilmişdir. Neft, qaz və qazkondensat yataqlarının işlənməsi və istismarı proseslərinin gedişatının yaxşılaşdırılması və sürətləndirilməsi məsələsi həmişə aktual olmuşdur və hal-hazırda öz aktuallığını saxlamaqdadır.

Karbohidrogen yataqlarının işlənməsi və istismarı aşağıdakı mürəkkəbləşmələrlə müşayiət olunur:

- neft quyularının istismarında yaranan mürəkkəbləşmələr; neft quyularının məhsulunun sulaşması; yataqlarda qum təzahürlərinin intensivləşməsi;
- təmiz qaz yataqlarının istismarında baş verən mürəkkəbləşmələr;
- qazkondensat quyularının istismarındakı mürəkkəbləşmələr və s.

Bütün bu mürəkkəbləşmələrin karbohidrogen yataqlarının işlənməsində və istismarında aradan qaldırılması məqsədilə, dissertasiya işində tədbirlərin işlənilib hazırlanması, onların tətbiqinin həyata keçirilməsi çox mühüm aktual məsələdir, çünki bunların nəticəsində yataqların neftvermə, qazvermə və kondensatvermə əmsalları artırılır və hasil edilən neftin, qazın və kondensatın maya dəyərləri aşağı salınır.

Açar sözlər: kondensat, mürəkkəbləşmə, karbohidrogen, qum təzahürü, qazkondensat, qaz vermə

Publication history

Article received: 19.04.2022

Article accepted: 05.05.2022

Article published online: 18.05.2022

**GROUP OF REVIEWERS
RƏYÇİLƏR QRUPU****Akper Feyzullayev**

Specialized Scientific Board on defense of doctoral dissertations of High Certification Commission at President of the Azerbaijan Republic. Doctor of sciences, professor, academician of Azerbaijan National Academy of Sciences (ANAS). Chief.

Ali Zalov

Azerbaijan State Pedagogical University, Department of Analytical and Organic Chemistry. Head of Department of Analytical and Organic Chemistry. Professor. Doctor of science.

Almaz Mehdiyeva

Azerbaijan State Oil and Industry University. Associate Professor. PhD in TS

Arif Məmmədov

Head of the Department of Materials Technology, Azerbaijan Technical University, Professor. Azerbaijan State Marine Academy. Professor

Elchin Suleymanov

Baku Engineering University. Associate Professor of Department Finance. PhD in Economy.

Heyder Guliyev

Azerbaijan State Agricultural University. English Teacher. PhD in Philology

Huseyngulu Guliyev

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, "Azerenergy" OJSC. "Azerbaijan Scientific-Research and Design-Research Energy Institute" LLC, Head of Department.

Igor Garagash

Doctors of physical and mathematical sciences. Head of the Laboratory of Geomechanics - Institute of Earth Physics RAS, Professor.

Lala Bekirova

Azerbaijan State Oil and Industry University. Head of Department "Instrumentation Engineering". Doctor of Technical Sciences. (Azerbaijan).

Mahmud Hajizade

Deputy of Department Head. Innovation Agency Azerbaijan. PhD in Economics.

Natig Safarov

Oil and Gas Scientific Research Institute (Socar). Chief of Laboratory "Transportation of Oil and Gas. PhD in TS.

Nazim Imamverdiyev

Doctor of Geology and Minerology Science. Baku State University. Department of Economic Minerals Professor.

Rena Gurbanova

Azerbaijan State Oil and Industry University. Associate Professor. PhD in Chemistry.

Vagif Akhmedov

Catalysis and Inorganic Chemistry, ANAS, Baku,. Head of the Nanocomposite Catalysts Laboratory. Professor of Chemistry.



Azerbaijan State Oil and Industry University and International Research, Education & Training Center. MTÜ (Estonia, Tallinn) are publishing scientific papers of scientists on Website and in Referred Journal with subjects which are mentioned below:

© THE BALTIC SCIENTIFIC JOURNALS

Mathematics

Computer Science Mechanics

Mechanics

Mechanics of deformable solid materials

Dynamics and durability of machinery, devices and systems

Chemistry

Analytical chemistry

Inorganic Chemistry

Organic chemistry

Physical chemistry

Petro chemistry

Chemical kinetics and catalysis

Chemistry and technology of composite materials

Earth Sciences

Geophysics, geophysical methods of exploration of mineral resources

Lithology

Hydrogeology

Engineering geology

Geology and exploration of oil and gas fields

Well drilling technology

Processing and exploration of oil and gas fields

Development technology of offshore resource fields

Technical Sciences

Chemical technology and engineering

Materials technology

Machines, equipment and processes

Theoretical electrical Engineering

Electrical systems and complexes

Thermal power plants (thermal unit)

The theoretical foundations of thermal installations

High Voltage Technology

Information measurement and management systems (different fields)

System analysis, management and information processing

Construction and operation of oil and gas pipelines, bases reservoirs

Solids electronics, radio-electronic components, micro and Nano electronics

Economic sciences

Types of economic activity

Area economy

World economy

Organizing and management of the entities



AIMS AND SCOPE

ICRET MTÜ The Baltic Scientific Journals publishes peer-reviewed, original research and review articles in an open access format. Accepted articles span the full extent of the social and behavioral sciences and the humanities.

ICRET MTÜ The Baltic Scientific Journals seeks to be the world's premier open access outlet for academic research. As such, unlike traditional journals, ICRET MTÜ The Baltic Scientific Journals does not limit content due to page budgets or thematic significance. Rather, ICRET MTÜ The Baltic Scientific Journals evaluates the scientific and research methods of each article for validity and accepts articles solely on the basis of the research. Likewise, by not restricting papers to a narrow discipline, ICRET MTÜ The Baltic Scientific Journals facilitates the discovery of the connections between papers, whether within or between disciplines.

ICRET MTÜ The Baltic Scientific Journals offers authors quick review and decision times; a continuous-publication format; and global distribution for their research via ICRET MTÜ The Baltic Scientific Journals Online. All articles are professionally copyedited and typeset to ensure quality.

Those who should submit to ICRET MTÜ The Baltic Scientific Journals include:

- Authors who want their articles to receive quality reviews and efficient production, ensuring the quickest publication time.
- Authors who want their articles to receive free, broad, and global distribution on a powerful, highly discoverable publishing platform.
- Authors who want their articles branded and marketed by a world-leading social science publisher.
- Authors who want or need their articles to be open access because of university or government mandates.



NGO International Research, Education & Training Center (Estonia, Tallinn) is publishing scientific papers of scientists on Website and in Referred Journals with subjects which are mentioned below:

© **The Baltic Scientific Journals**

ISSN: 2613-5817; E-ISSN: 2613-5825; UDC: 0 (0.034);
DOI PREFIX: 10.36962/PIRETC
Proceeding of The International Research Education & Training Center.
<https://bsj.fisdd.org/index.php/piretc>

ISSN: 2674-4562, E-ISSN: 2674-4597, UDC: 620.9 (051) (0.034);
DOI PREFIX: 10.36962/ENECO
Proceedings of Energy Economic Research Center. ENECO
<https://bsj.fisdd.org/index.php/eneco-peerc>

ISSN: 1609-1620, E-ISSN: 2674-5224; UDC: 62 (051) (0.034);
DOI PREFIX: 10.36962/PAHTEI
Proceedings of Azerbaijan High Technical Educational Institutions. PAHTEI
<https://bsj.fisdd.org/index.php/pahtei>

ISSN: 2663-8770, E-ISSN: 2733-2055; UDC: 672, 673, 67.01-67.02
DOI PREFIX: 10.36962/ETM
ETM Equipment, Technologies, Materials
<https://bsj.fisdd.org/index.php/etm>

ISSN: 2733-2713; E-ISSN: 2733-2721; UDC: 33
DOI PREFIX: 10.36962/SWD
SOCIO WORLD-SOCIAL RESEARCH & BEHAVIORAL SCIENCES
<https://bsj.fisdd.org/index.php/swd>

E-ISSN: 2587-4713; UDC: 620.9 (051) (0.034)
DOI PREFIX: 10.36962/ECS
Economics
<https://scia.website/index.php/ecs>



Society of Azerbaijanis living in Georgia. NGO. (Georgia, Tbilisi) is publishing scientific papers of scientists on Website and in Referred Journals with subjects which are mentioned below:

© **Southern Caucasus Scientific Journals**

ISSN: 2346-8068; E-ISSN: 2346-8181; UDC: 611-618

DOI PREFIX: 10.36962/ALISJMISC

Ambiance in Life-International Scientific Journal in Medicine of Southern Caucasus.

<https://scsj.fisdd.org/index.php/ail>

Representation of the International Diaspora Center of Azerbaijan in Georgia. NGO (Georgia Tbilisi) is publishing scientific papers of scientists on Website and in Referred Journals with subjects which are mentioned below:

© **Southern Caucasus Scientific Journals**

ISSN: 2298-0946, E-ISSN: 1987-6114; UDC: 3/k-144

DOI PREFIX: 10.36962/CESAJSC

The Caucasus-Economic and Social Analysis Journal of Southern Caucasus

<https://scsj.fisdd.org/index.php/CESAJSC>



[Review Article Template]

[This Review Article Template has the standard set of headings that make up different sections of the manuscript.]

[Below the headings the dummy text is given in red color.]

[Delete the dummy text in red color and replace it with your own text.]

[You can directly type your text here or copy your text from your file and paste it at the appropriate place.]

[Delete any section or heading you do not need.]

[If you need more than one set of headings, you can copy and past the headings.]

[Keep the right margin of the text ragged. Do not use “Justify text” command.]

[Please make sure that the reference format conforms to the journal reference style.]

[DO NOT FORGET TO FREQUENTLY SAVE THIS FILE WHILE WORKING ON THIS MANUSCRIPT TO PREVENT LOSS OF DATA.]

[DOUBLE SPACE THE MANUSCRIPT THROUGHOUT (Title Page need not be double spaced)]

[DELETE ALL TEXT IN RED COLOR BEFORE SUBMITTING YOUR MANUSCRIPT.]

TITLE: PAPER TITLE (Title, Times New Roman, bold, 14)

[Enter here the title of manuscript in sentence case (14 Bold)-capital letter.]

AUTHORS: [List here all author names; identify authors with author affiliations with superscript Arabic numerals]

[First Name Middle Name Family Name¹], [First Name Middle Name Family Name²]

[First Name Middle Name Family Name³], [First Name Middle Name Family Name⁴]

(Author(s), Times New Roman, bold, 12)

AFFILIATIONS: [List here all author affiliations including position in the department, department, institute, city, state, country, email; identify authors with author affiliations with superscript Arabic numerals]

¹ [Author affiliations – position, department, institute, city, state, country, email ID, ORCID ID]

² [Author affiliations – position, department, institute, city, state, country, email ID, ORCID ID]

³ [Author affiliations – position, department, institute, city, state, country, email ID, ORCID ID]

(Affiliation1,2,3 Times New Roman, 10)

CORRESPONDING AUTHOR DETAILS

[Give here name, contact address, contact phone number, email and fax number of the corresponding author, Corresponding author must be one of the authors of the manuscript.]

[First Name Middle Name Family Name]

[Complete Mailing Address]

[City]

[State]

[Country]

[Postal Code]

[Contact Phone Number - Country prefix followed by full phone number]

[Contact Email]

[Fax number - Country prefix followed by full fax number]

(Affiliation for CA Times New Roman, 10)

Short Running Title: [Give here a short title of the paper, less than 40 characters] (Times New Roman, 10)

Guarantor of Submission: The corresponding author is the guarantor of submission.

[If an author other than the corresponding author is the Guarantor of Submission, delete the previous line, write the name of the individual and give the details below.]

(Times New Roman, 10)

Guarantor of Submission (if not the corresponding author)

[Give here name, contact address, contact phone number, email and fax number of the guarantor of Submission, if other than the corresponding author]



[First Name Middle Name Family Name]
[Complete Mailing Address]
[City]
[State]
[Country]
[Postal Code]
[Contact Phone Number - Country prefix followed by full phone number]
[Contact Email]
[Fax number - Country prefix followed by full fax number]
(Times New Roman, 10)

SUMMARY (OPTIONAL) (Times New Roman, 12 Bold)

[This section of the manuscript is optional. It is up to the author(s) to decide whether to include this section in the manuscript.]

["Summary" of your work is a short description of the work being presented in your article. It is longer than the "Abstract" which is limited to 250 words for all types of articles. After reading the "Summary" a reader should be able to understand the background information, why the work is being reported, what the significant results are, and what may be the explanation for the results.]

[Although writing an additional section in the form of "Summary" of your work may seem like an extra burden on your time and resources, it will be an important part of your manuscript especially for articles which are highly technical. Many times readers who are students, or who are not expert on the subject of the article or readers who are experts but in related subjects may skip reading an article if on first look the article appears to be very technical with lot of data, facts and statistics. Some other articles may not be easy to understand, on first reading, even by experts in the subject of the article. The "Summary" section will help the readers in understanding the results of your study.]

- The recommended word limit for "Summary" for Review Article is – 800 words (2 pages)
- When writing the "Summary" use as simple and as non-technical language as possible. Write the "Summary" as if you are explaining your study to a first year graduate student.
- Do not repeat or copy text verbatim from the main text of your manuscript. "Summary" will probably be the most important and most widely read part of your manuscript. Write it fresh as a separate section.
- In the "Summary" give: 1) relevant background information, 2) why the work was done, 3) what were the significant results, 4) possible explanation of the results.
- Only give the significant results of your study and give their possible explanation.
- Do not compare your results with other studies.
- Do not give references in the "Summary" section. First reference should start in main text of your manuscript from the "Introduction" section.

TITLE: [Enter Here the Title of Manuscript in Sentence Case.]

ABSTRACT (Times New Roman, 12)

OBJECTIVE: (Times New Roman, 12)

METHODS: (Times New Roman, 12)

RESULTS: (Times New Roman, 12)

CONCLUSION: (Times New Roman, 12)

[Structured or unstructured abstract as required by the manuscript]

[Less than 250 words for all manuscripts]

Keywords: [Four to six keywords for indexing purpose] (Times New Roman, 12)

TITLE: [Enter here the title of manuscript in sentence case.] (Times New Roman, 12)

[Type or copy/paste the manuscript text under the headings below. References are in square brackets, e.g. [1, 2, 3] and figures/tables are in parenthesis, e.g. (Figure 1) or (Table 1)]



INTRODUCTION (Times New Roman, 12 Bold)

[Type or copy/paste your text here]

(Times New Roman, 12)

[After “INTRODUCTION” rest of the headings or subheadings can be as required by the manuscript]

[Heading (level 1 heading is in CAPITALS followed by text)] (Times New Roman, 12 Bold)

DDDD DDDD DDDDDDD DDDDDDDDD DDDDDDD DDDDDDDDD DDDDD DDDDD DDDDDDD]

(Times New Roman, 12)

[Subheading (level 2 heading is in sentence case, followed by text) (Times New Roman, 12 Bold)

DDDD DDDD DDDDDDD DDDDDDDDD DDDDDDD DDDDDDDDD DDDDDDD DDDDDDDDDDD]

(Times New Roman, 12)

[Subheading (level 3 heading is in sentence case, in line with text) (Times New Roman, 12 Bold) DDDD DDDD

DDDDDD DDDDDDDDD DDDDDDD DDDDDDDDD DDDDDDD DDDD DDD D D DDDD DDDDDDD D D DD DD]

(Times New Roman, 12)

CONCLUSION (Times New Roman, 12 Bold)

[Type or copy/paste your text here]

(Times New Roman, 12)

CONFLICT OF INTEREST (Times New Roman, 10 Bold)

[Declare here if any financial interest or any conflict of interest exists.]

(Times New Roman, 10)

AUTHOR’S CONTRIBUTIONS (Times New Roman, 10 Bold)

[Enter name of authors followed by author’s contribution.]

[At least one task from each group is required from an individual to be listed as author of the article, delete anything which is not applicable.]

(Times New Roman, 10)

[First Name Middle Name Family Name]

Group1 - Conception and design, Acquisition of data, Analysis and interpretation of data

Group 2 - Drafting the article, Critical revision of the article

Group 3 - Final approval of the version to be published

(Times New Roman, 10)

[First Name Middle Name Family Name]

Group1 - Conception and design, Acquisition of data, Analysis and interpretation of data

Group 2 - Drafting the article, Critical revision of the article

Group 3 - Final approval of the version to be published

(Times New Roman, 10)

[First Name Middle Name Family Name]

Group1 - Conception and design, Acquisition of data, Analysis and interpretation of data

Group 2 - Drafting the article, Critical revision of the article

Group 3 - Final approval of the version to be published

(Times New Roman, 10)

[First Name Middle Name Family Name]

Group1 - Conception and design, Acquisition of data, Analysis and interpretation of data

Group 2 - Drafting the article, Critical revision of the article

Group 3 - Final approval of the version to be published

(Times New Roman, 10)



[First Name Middle Name Family Name]

Group1 - Conception and design, Acquisition of data, Analysis and interpretation of data

Group 2 - Drafting the article, Critical revision of the article

Group 3 - Final approval of the version to be published

(Times New Roman, 10)

[First Name Middle Name Family Name]

Group1 - Conception and design, Acquisition of data, Analysis and interpretation of data

Group 2 - Drafting the article, Critical revision of the article

Group 3 - Final approval of the version to be published

(Times New Roman, 10)

ACKNOWLEDGEMENTS (Times New Roman, 12 Bold)

[List here any individuals who contributed in the work but do not qualify for authorship base on the above criteria.]

REFERENCES (Times New Roman, 12 Bold)

[List here all the references in the order of citation in the text. List all authors if less than six. If more than six authors, list the first six followed by "et.al."]

[General style of reference is:]

[Surname First Name Middle Name, Surname First Name Middle Name. Title of article. Journal Name

Year;Volume(Number):Full inclusive page numbers.]

[NO SPACES BETWEEN - Year;Volume(Number):Full inclusive page numbers.]

1. [Surname First Name Middle Name, Surname First Name Middle Name. Title of article. Journal Name Year;Volume(Number):Full inclusive page numbers.]
2. [Surname First Name Middle Name, Surname First Name Middle Name. Title of article. Journal Name Year;Volume(Number):Full inclusive page numbers.]
3. [Reference 3]
4. [Reference 3]
5. [Reference 3]
6. [Reference 3]

(Times New Roman, 12 Bold)

SUGGESTED READING (Times New Roman, 12 Bold)

[In this section include references to articles, abstracts, books, manuals, web pages, videos, presentations or any other material you have referred to in planning and writing your study which are either not directly relevant to your study or not important enough to be cited in the text and given in the "References" section.]

[Include any number of items in this section, but we suggest you to limit the number to 15 or less for review articles and original articles and 10 or less for case series and case reports.]

[Please DO NOT cite the items in the "Suggested Reading" section in the text of your manuscript.]

TABLES (Times New Roman, 12 Bold)

[All tables should be double spaced. Each table on a separate page]

Table 1: [Type or copy/paste here a brief descriptive title of the table DO NOT use full-stop after table sentence]

(Times New Roman, 12)

Abbreviations: [Give here full form of all abbreviations used in the table. Give the full form even if it has been explained in the text.]



[All tables should be double spaced. Each table on a separate page]

Table 2: [Type or copy/paste here a brief descriptive title of the table DO NOT use full-stop after table heading]
(Times New Roman, 12)

Abbreviations: [Give here full form of all abbreviations used in the table. Give the full form even if it has been explained in the text.]

FIGURE LEGENDS (Times New Roman, 12 Bold)

Figure 1: [Give here a description of figures/image, include information like contrast media, stain, chemical, power used, protect patient privacy at all times. End the legend with full stop.]
(Times New Roman, 12)

Figure 2: (A) – [If a figure has many parts give here a description of part of figures/image, include information like contrast media, stain, chemical, power used, protect patient privacy at all times;] **(B)** – [Give here a description of part of figures/image, include information like contrast media, stain, chemical, power used, protect patient privacy at all times. End legend with full stop.]
(Times New Roman, 12)

JOURNAL INDEXING



© THE BALTIC SCIENTIFIC JOURNALS E-ISSN: 2674-5224, DOI: 10.36962/PAHTEI

©Publisher: Azerbaijan State Oil and Industry University. I/C 1400196861 (Azerbaijan).
©Nəşriyyat: Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti. VÖEN 1400196861 (Azərbaycan).
Rector: Mustafa Babanlı. Doctor of Technical Sciences. Professor.
Rektor: Mustafa Babanlı. Texnika Elmləri Doktoru. Professor.
Registered address: 20, Azadlıq pr., Baku, Azerbaijan, AZ1010.
Qeydiyyat ünvanı: Azadlıq prospekti, 20. Bakı Azərbaycan, AZ1010.
©Editorial office: 20, Azadlıq pr., Baku, Azerbaijan, AZ1010.
©Redaksiya: Azadlıq prospekti, 20. Bakı Azərbaycan, AZ1010.
©Typography: Azerbaijan State Oil and Industry University I/C 1400196861 (Azerbaijan).
©Mətbəə: Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti VÖEN 1400196861 (Azərbaycan).
Registered address: 20, Azadlıq pr., Baku, Azerbaijan, AZ 1010.
Qeydiyyat Ünvanı: Azadlıq prospekti, 20. Bakı Azərbaycan, AZ1010.

©Publisher: ICRET. MTÜ (Estonia, Tallinn), R/C 80550594.
©Nəşriyyat: MTÜ Beynəlxalq Tədqiqat, Təhsil & Təlim Mərkəzi. Q/N 80550594.
Director and Founder: Seyfulla İsayev (Azerbaijan).
Direktor və Təsisçi: Seyfulla İsayev (Azərbaycan).
Deputy and Founder: Namiq İsayadə. PhD in Business Administration. (Azerbaijan).
Direktorun müavini və Təsisçi: Namiq İsayadə. PhD. Biznesin İdarə Olunması. (Azərbaycan).
©Editorial office / Redaksiya: Harju county, Tallinn, Lasnamäe district, Väike-Paala tn 2, 11415
Telephones / Telefonlar: +994 55 241 70 12; +994 51 864 88 94
Website/Veb səhifə: <https://bsj.fisdd.org/>
E-mail: pahtei@scia.website, sc.medialogroup2017@gmail.com

AZƏRBAYCAN ALİ TEXNİKİ MƏKTƏBLƏRİNİN XƏBƏRLƏRİ

PROCEEDINGS OF AZERBAIJAN HIGH TECHNICAL EDUCATIONAL INSTITUTIONS

ВЕСТНИК ВЫСШИХ ТЕХНИЧЕСКИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА

VOLUME 17 ISSUE 06 2022

CİLD 17 BURAXILIŞ 06 2022

Platform &
workflow by
OJS/ПКР

