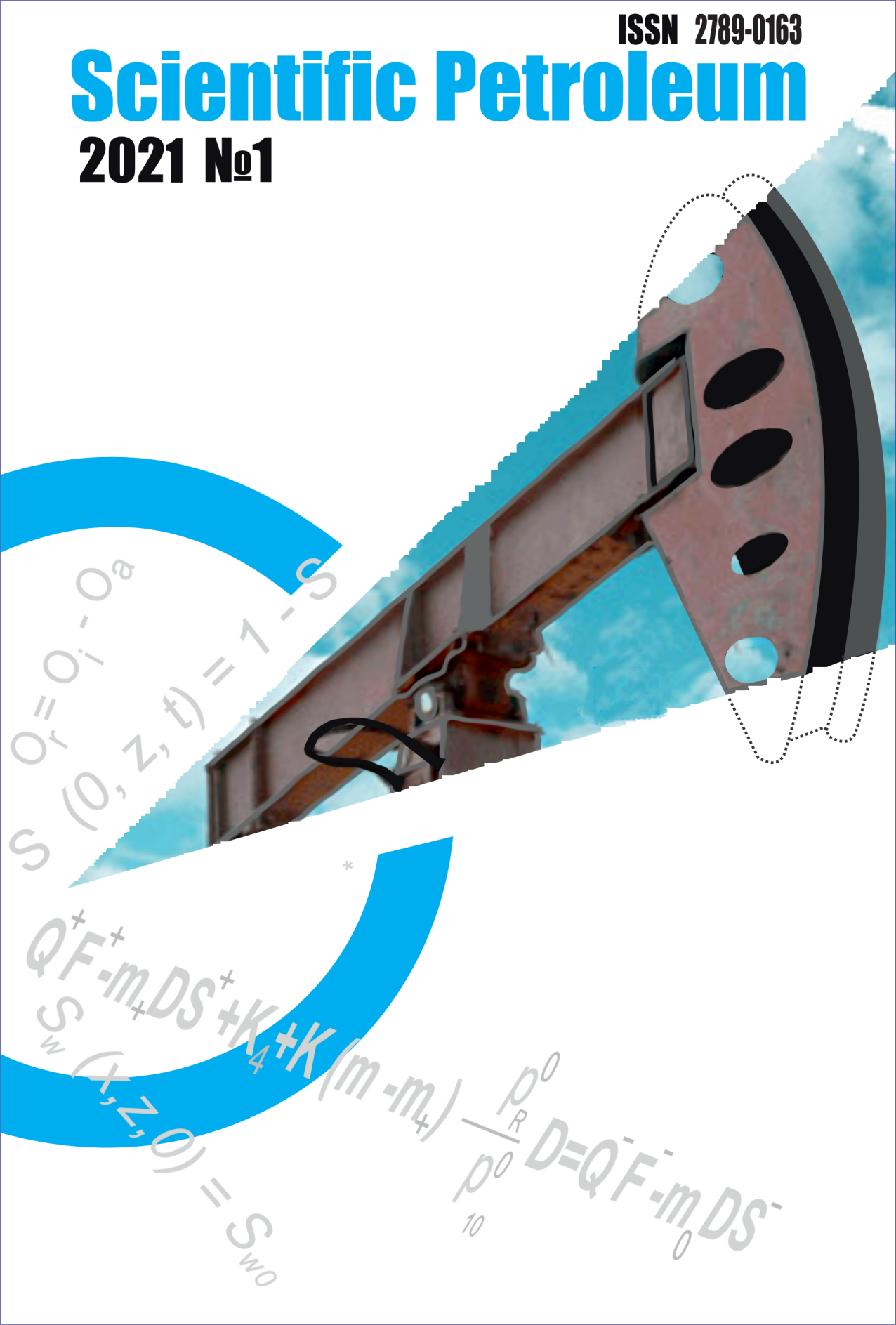


ISSN 2789-0163

Scientific Petroleum

2021 №1



Redaksiya heyəti

Baş redaktor:

Süleymanov Bağır Ələkbər oğlu, AMEA-nın müxbir üzvü, texnika elmləri doktoru, professor
"Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Baş redaktorun müavini:

Vəliyev Elçin Fikrət oğlu, texnika üzrə fəlsəfə doktoru
"Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Redaksiya heyətinin üzvləri:

Abdullayev Vüqar Cəmil oğlu, texnika üzrə fəlsəfə doktoru
"Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Abdullayev Qeybullə Seyfullayev, geologiya-mineralogiya elmləri doktoru, professor
Petromaruz, Daşkənd, Özbəkistan

Əliyev Fikrət Əhmədli oğlu, AMEA-nın həqiqi üzvü, fizika-riyaziyyat elmləri doktoru, professor
Təbiiqi Riyaziyyat ETİ, Bakı, Azərbaycan

Əliyev Çingiz Səid oğlu, AMEA-nın müxbir üzvü, geologiya-mineralogiya elmləri doktoru, professor
AMEA-nın Geologiya və Geofizika İnstitutu, Bakı, Azərbaycan

Baxtizin Ramil Nazifoviç, Başqırdıstan Respublikası Elmlər Akademiyasının akademiki, fizika-riyaziyyat elmləri doktoru, professor
Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Vəliyev Vilayət Məmməd oğlu, iqtisad elmləri doktoru, professor
Azərbaycan Texniki Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Vişnyakov Vladimir M., texnika elmləri doktoru, professor
Huddersfield Universiteti, Huddersfield, İngiltərə

Vityaz Oleq Yuliyeviç, texnika elmləri namizədi, dosent
Neft və Qaz Mühəndisliyi Tədris Elmi İnstitutu, İvano-Frankovsk Neft və Qaz Milli Texniki Universiteti, İvano-Frankovsk, Ukrayna

Cəfərov Yasin İsa oğlu, kimya elmləri doktoru, dosent
Bakı Dövlət Universiteti, Bakı, Azərbaycan

İmamverdiyev Nazim Əjdər oğlu, geologiya-mineralogiya elmləri doktoru, professor
Bakı Dövlət Universiteti, Bakı, Azərbaycan

İsmayilov Fəxrəddin Səttar oğlu, texnika elmləri doktoru
"Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

İsmayilov Rəyyət Hüseyn oğlu, kimya elmləri doktoru
"Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Pinq Şi-Minq, kimya elmləri doktoru, professor
Tayvan Milli Universiteti, Taipei, Tayvan, Çin

Salmanov Əhməd Mais oğlu, geologiya-mineralogiya elmləri doktoru, professor
"Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Çudik İqor İvanoviç, texnika elmləri doktoru, professor
İvano-Frankovsk Neft və Qaz Milli Texniki Universiteti, İvano-Frankovsk, Ukrayna

Редакционная коллегия

Главный редактор:

Сулейманов Багир Алекпер оглы, член-корреспондент НАН Азербайджана, доктор технических наук, профессор
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Заместитель главного редактора:

Велиев Эльчин Фикрет оглы, кандидат технических наук
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Члены редакционной коллегии:

Абдуллаев Вугар Джамиль оглы, кандидат технических наук
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Абдуллаев Гейбулла Сейфуллаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор
Petromaruz, Ташкент, Узбекистан

Алиев Фикрет Ахмедали оглы, действительный член НАНА, доктор физико-математических наук, профессор
НИИ Прикладной Математики, Баку, Азербайджан

Алиев Чингиз Саид оглы, член-корреспондент НАНА, доктор геолого-минералогических наук, профессор
Институт геологии и геофизики НАНА, Баку, Азербайджан

Бахтизин Рамиль Назифович, академик АН Республики Башкортостан, доктор физико-математических наук, проф.
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Велиев Вилаят Мамедоглы, доктор экономических наук, профессор
Азербайджанский технический университет, Баку, Азербайджан

Вишняков Владимир М., доктор технических наук, профессор
Университет Хаддерсфилда, Хаддерсфилд, Великобритания

Витязь Олег Юльевич, кандидат технических наук, доцент
Учебно-научный институт нефтегазовой инженерии, Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина

Джафаров Ясин Иса оглу, доктор химических наук, доцент
Бакинский государственный университет, Баку, Азербайджан

Имамвердиев Назим Аждароглы, доктор геолого-минералогических наук, профессор
Бакинский государственный университет, Баку, Азербайджан

Исмаилов Фахреддин Саттар оглы, доктор технических наук
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Исмаилов Раят Гусейн оглы, доктор химических наук
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

ПингШи-Минг доктор химических наук, профессор
Тайваньский Национальный Университет, Тайбэй, Тайвань, Китай

Салманов Ахмед Маис оглы, доктор геолого-минералогических наук, профессор
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Чудик Игорь Иванович, доктор технических наук, профессор
Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина

Editorial Board

Editor-in-Chief:

Suleimanov Baghir A.
«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Founding Editor:

Veliyev Elchin F.
«OilGasScientificResearchProject» Institute, Baku, Azerbaijan

Members of Editorial Board:

Abdullayev Vugar J.
«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abdullayev Geybulla S.
Petromaruz, Tashkent, Uzbekistan

Aliev Fikret A.
Scientific Research Institute of Applied Mathematics, Baku, Azerbaijan

Aliyev Chingiz S.
Institute of Geology and Geophysics of ANAS of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan

Bahtizin Ramil N.
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Valiyev Vilayat M.
Azerbaijan Technical University, Baku, Azerbaijan

Vishnyakov Vladimir M.
University of Huddersfield, Huddersfield, United Kingdom

Vityaz Oleg Yu.
Educational and Scientific Institute of Oil and Gas Engineering, IFNTUOGas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

Jafarov Yasin I.
Baku State University, Baku, Azerbaijan

Ismailov Fakhreddin S.
«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Imamverdiyev Nazim A.
Baku State University, Baku, Azerbaijan

Ismayilov Rayyat H.
«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Peng Shie-Ming
National Taiwan University, Taipei, Taiwan, China

Salmanov Ahmed M.
«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Chudyk Igor I.
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

Jurnal redaksiyası:

Baş redaktor

B.Ə. Süleymanov

Baş redaktorun müavini

E.F. Vəliyev

İcraedici redaktor

O.Ə. Zeynalova

Dizayn/Qrafika

T.Y. Abdullayeva

Veb-redaktor

E.E. Məmmədov

«Scientific Petroleum»

rəsmi nəşri

İldə 4 buraxılış çap edilir

Tirajı: 300 nüsxə

Tel.: (+994 12 408 67 15)

Faks: (+994 12 408 67 15)

E-mail:

scientificpetroleum@gmail.com

Ünvan: AZ1025, Azərbaycan

Respublikası, Bakı şəh.,

N. Rəfiyev küç., 78

M Ü N D Ə R İ C A T

NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ GEOLOGİYASI, GEOFİZİKASI VƏ
GEOLOJİ-KƏŞFİYYAT İŞLƏRİ*N.Ə. İmamverdiyev, M.Y. Həsənzuliyeva*

Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin neogen vulkanizminin əmələgəlməsinin geokimyəvi aspektləri.....

8

H.İ. Şəkərov, M.M. İsgəndərov, A.H. Abuzərova, Y.H. Kərimova, Ə.S. Hübətov

Pirallahı adası yatağında Qırmakı və Qırmakıaltı lay dəstələrinin əsas lay göstəricisi parametrlərinin dəyişmə xüsusiyyətləri.....

17

NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ İŞLƏNMƏSİ VƏ İSTİSMARI

Y.A. Lətifov

Süzülmə profilinin dərinlikdə hamarlaşdırılması üçün termoaktiv polimer kompozisiya ilə qeyri-stasionar təsir.....

25

S.C. Rzayeva

Neft hasilatının intensivləşdirilməsi metodlarında bioloji aktiv reagentlərin istifadəsi.....

31

X.M. İbrahimov, N.İ. Hüseynov, Ə.A. Hacıyev

Məhsuldar laylara təsir zamanı maye hərəkətinə nəzarət etmək üçün yeni metodların işlənməsi ("Neft daşları" yatağının təmsalında).....

37

O.D. İsmayılov

Neft mədən avadanlığında qeyri-üzvi duz çöküntülərinin qarşısının alınması üçün yeni tərkibin işlənməsi və tətbiqi.....

43

V.C. Abdullayev

Maili və şaquli qazlift quyularının istismar xüsusiyyətlərinin müqayisəli araşdırılması və təzyiq qradientinin təsirinin öyrənilməsi.....

48

FUNDAMENTAL TƏDQİQATLAR

R.H. İsmayılov, P.A. Fətullayeva

Malonik turşusu dihidrazinin dihidrazonu ilə metal kompleksləri.....

58

Редакция журнала:

Главный редактор
Б.А. Сулейманов

Зам.главного редактора
Е.Ф. Велиев

Управляющий редактор
О.А. Зейналова

Выпускающий редактор

Дизайн/Графика
Т.Я. Абдуллаева

Веб-редактор
Е.Е. Мамедов

Официальное издание
«Scientific Petroleum»

Периодичность издания:
4 выпуска в год

Тел.: (+994 12 408 67 15)
Факс: (+994 12 408 67 15)

E-mail:
scientificpetroleum@gmail.com

Адрес: AZ1025,
Азербайджанская
Республика, г. Баку,
ул. Н. Рафиева 78

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Н.А. Имамвердиев, М.Ю. Гасангулиева

Геохимические аспекты формирования неогенового вулканизма центральной части Малого Кавказа..... **8**

Х.И. Шекеров, М.М. Искендеров, А.Х. Абузарова, Е.Н. Керимова, А.С. Гумбатов

Особенности изменения основных пластовых параметров отложений КС и ПК свит на месторождении Пираллахи адасы..... **17**

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Я.А. Лятифов

Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации..... **25**

С.Дж.Рзаева

Использование биологически активных реагентов в методах интенсификации добычи нефти..... **31**

Х.М. Ибрагимов, Н.И. Гусейнова, А.А. Гаджиев

Разработка новых методов контроля над воздействием на продуктивные пласты на примере месторождения "Нефт дашлары"..... **37**

О.Д. Исмаилов

Разработка и внедрение нового состава для предотвращения отложений неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании... **43**

В.Дж. Абдуллаев

Сравнительное исследование эксплуатационных характеристик наклонных и вертикальных газлифтных скважин..... **48**

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Р.Х. Исмаилов, П.А. Фатуллаева

Комплексы металлов с дигидразоном дигидразина малоновой кислоты..... **58**

CONTENTS

OIL AND GAS FIELDS EXPLORATION, GEOLOGY AND GEOPHYSICS

N.A. Imamverdiyev, M.Y. Hasanguliyeva

Geochemical aspects of the formation of Neogene volcanism in the central part of the Lesser Caucasus..... 8

H.I. Shakarov, M.M. Isgandarov, A.H. Abuzarova, Y.H. Kerimova, A.S. Humbatov

Peculiarities of change in the main formation parameters of the KS and PK suite deposits at the Pirallakhi adasy field..... 17

RESERVOIR AND PETROLEUM ENGINEERING

Y.A. Latifov

Non-stationary effect of thermoactive polymer composition for deep leveling of filtration profile..... 25

S.J. Rzaeva

The use of biologically active agents in the methods of intensification of oil production..... 31

Kh.M. Ibrahimov, N.I. Huseynova, A.A. Hajiyeu

Development of new controlling methods for the impact on the productive formation for "Neft Dashlary" oilfield..... 37

O.D. Ismayilov

Development and application of a new composition to control mineral salt depositions in oilfield equipment..... 43

V.J. Abdullayev

Comparative study of the operational properties of deviated and straight gas-lift wells and sensitivity analysis of pressure gradient..... 48

FUNDAMENTAL SCIENTIFIC RESEARCHES

R.H. Ismayilov, P.A. Fatullayeva

Metal complexes with dihydrazone of malonic acid dihydrazine..... 58

Editorial staff:

Editor-in-Chief

B.A. Suleimanov

Founding Editor

E.F. Veliyev

Managing

Editor

O.A. Zeynalova

Design/Graphics

T.Y. Abdullayeva

Web-Editor

E.E. Mamedov

An Official Publication of «Scientific Petroleum»

Frequency:
4 issues per year

Tel.: (+994 12 408 67 15)

Fax: (+994 12 408 67 15)

E-mail:

scientificpetroleum@gmail.com

Address: AZ1025,
Azerbaijan Republic, Baku,
N. Rafiyev st. 78

KİÇİK QAFQAZIN MƏRKƏZİ HİSSƏSİNİN NEOGEN VULKANİZMİNİN
ƏMƏLƏGƏLMƏSİNİN GEOKİMYƏVİ ASPEKTLƏRİN.Ə. İmamverdiyev¹, M.Y. Həsənguliyeva²¹Bakı Dövlət Universiteti, Bakı, Azərbaycan²AMEA Geologiya və Geofizika İnstitutu, Bakı, Azərbaycan**Geochemical aspects of the formation of Neogene volcanism in the central part of the Lesser Caucasus**
N.A. Imamverdiyev¹, M.Y. Hasanguliyeva²¹Baku State University, ²Institute of Geology and Geophysics ANAS, Baku, Azerbaijan**ABSTRACT**

The article considers the formation of Neogene volcanism in the central part of the Lesser Caucasus on the basis of geochemical features. It was found that in the andesite-dasite-rhyolite association rocks, where volcanism is expressed, light lanthanides predominate over weight, and therefore the La/Sm, La/Yb ratios are high. In medium rocks (quartz latites, andesites) the Eu/Eu* ratio is close to unity ($\text{Eu}/\text{Eu}^* = 0.94-1.05$), in more acidic rocks the weak Eu-minimum ($\text{Eu}/\text{Eu}^* = 0.58-0.63$) and indicates the fractionation of plagioclase in the formation of acidic rocks. Enrichment melts and fluids with a relatively high melting point caused the increase of Ba/Y, Rb/Y, Th/Yb, Nb/Y, Nb/Yb ratios in the association rocks and their enrichment with Ba, Sr, rare earth elements. It was concluded that the source of the enriched mantle played a key role in the formation of andesite-dasite-riolite association rocks of the central part of the Lesser Caucasus.

KEYWORDS

central part of the Lesser Caucasus; Neogene volcanism; distribution of rare earth and rare elements; source of enriched mantle.

e-mail: inazim17@yahoo.com<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20210100001>**Giriş**

Kiçik Qafqazın Azərbaycan hissəsində Neogen vulkanizmi Laçın antiklinoriumunda, Kəlbəcər törəmə çökəkliyində, Qoçaz və Sarıbəbə sinklinoriumlarında, Naxçıvan zonasında geniş yayılmışdır. Neogen vulkanizminin inkişafı Kiçik Qafqazın ümumi inkişaf təkamülünün davamı olaraq bu strukturların tərkib hissəsini təşkil edir. Bu strukturlar çoxlu miqdarda köndələn antiklinal və sinklinallarla şimal – şimal-şərq istiqamətli faylarla mürəkkəbləşmişdir. Bu faylar boyu Neogen dövründə çoxlu miqdarda şaquli və dik yatan riolit, dasit tərkibli daykalar özünü büruzə vermişdir. Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsində Üst Miosen-Alt Pliosen yaşlı andezit-dasit-riolit vulkanik formasiyası ayrılmışdır [1]. Formasiya süxurlarının tərkibində andezit, dasit, rioidasit, riolit və az miqdarda onların mülayim qələvili növləri olan traxiandezit, kvarslı latit, traxidasit ayrılır. Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsində intişar tapmış andezit-dasit-riolit formasiyası üçün yüksək kaliumlu kalsiumlu-qələvili seriyanın əmələ gəlməsi səciyyəvi olub, özünəməxsus petrokimyəvi tərkiblə tipik normal qələvili kalsiumlu-qələvili seriyadan

fərqlənir və onların əmələ gəlməsində maqnetitin, plagioklazın, klinopiroksenin, amfibolun, apatitin fraksiyonlaşması kifayət qədər böyük rol oynamışdır.

Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin (Azərbaycan) Neogen vulkanizminin geokimyəvi xüsusiyyətləri kifayət qədər öyrənilmişdir [1-12]. Qeyd etmək lazımdır ki, ancaq petrokimyəvi məlumatlar vulkanitlərin genetik məsələlərini, o cümlədən, ilkin substratın qiymətləndirilməsində, bu və ya başqa maqmanın haradan əriməsini həll etdikdə kifayət etmir. Bu məsələləri həll etmək üçün petrogen komponentlərə nisbətən nadir və nadir torpaq elementlərin geokimyəvi xüsusiyyətləri daha həssas indikator rolunu oynayır. Bu onunla əlaqədardır ki, süxurların əsas komponentlərinə nisbətən mikroelementlərin müxtəlif fazalar arasında, məsələn, ərinti və kristallar arasında paylanması vahiddən bir neçə dəfə fərqlənərək daha geniş intervalda dəyişir. Təqdim olunan məqalə qismən bu məsələlərin həllinə həsr olunmuşdur.

Neogen vulkanizminin süxurlarında nadir torpaq elementlərin paylanması

Maqmatik süxurlarda nadir torpaq elementlərin

(NTE-REE) paylanması böyük petroloji əhəmiyyəti vardır. Məlum olduğu kimi NTE müxtəlif süxurlarda paylanmasını və alınan nfticələri interpretasiya etmək üçün onların miqdarını xondritə görə normallaşdırırlar. Bu məqsədlə S.S. Sun və V.F. Makdonousun [13] məlumatlarından istifadə edilmiş və şəkil 1-də öz əksini tapmışdır.

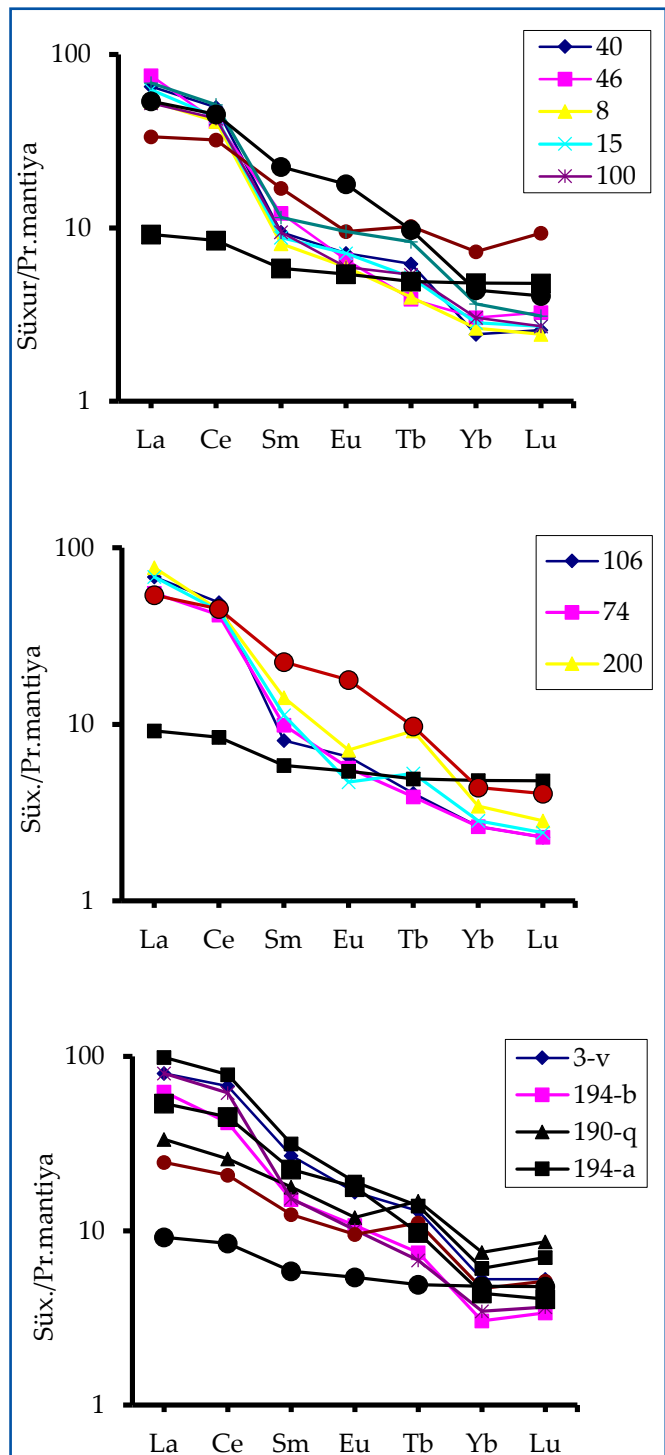
Öyrənilən formasiya süxurlarında NTE çox da böyük olmayan intervalda dəyişir və yüngül lantanoidlər (ΣCe) ağır lantanoidlərə (ΣY) nisbətən üstünlük təşkil edir (cədvəl). Bu isə La/Yb nisbətinin yüksək qiyməti ilə (25-40) ifadə olunur və bu səbəbdən xondritə görə normallaşdırma diaqramında NTE paylanmasında əyimlik müşahidə edilir. La/Yb nisbətinin formasiya süxurlarında belə yüksək olması «anomal» hesab oluna bilər və Qərbi Kamçatkanın şoşonit-latit, kaliumlu bazaltoid və Aralıq silsiləsinin qələvi-bazalt-komendit seriyaları ilə müqayisə olunaraq tipik «adalar qövsü» seriyalarından fərqlənir [14, 15]. Vulkanitlərin təkamülündə NTE cəmi demək olar ki, az nisbətə dəyişir, kvarsli latitlərdə yüngül NTE miqdarı yüksəkdir. Başqa sözlə desək, süxurlarda silisiumun miqdarı artdıqda NTE cəmində demək olar ki, az bir dəyişiklik hiss olunur. Buna baxmayaraq bütün vulkanitlərdə yüngül lantanoidlərə daxil olan elementlərin paylanması ağır lantanoidlərin paylanmasından fərqlənir və diaqramdan aydın görünür. Xondritə nisbətən normallaşdırılmış diaqramda yüngül lantanoidlərin ağıra nisbətən paylanma trendi daha dikdir və La/Sm nisbəti yüksəkdir. Ağır lantanoidlərdə isə maillik azalır.

Formasiya süxurları vacib genetik informasiya verən Eu anomaliyasına görə də fərqlənir. Orta süxurlarda (kvarsli latitlərdə, andezitlərdə) bu nisbət vahidə yaxınlaşdığı halda ($Eu/Eu^*=0.94-1.05$) daha turş süxurlarda zəif Eu-minimumu ($Eu/Eu^*=0.58-0.63$) qeyd olunur və daha turş süxurların əmələ gəlməsində plagioklazın fraksionlaşmasına dəlalət edir [16].

Dərinlik daxilolmalarında NTE paylanması təqribən analogi şəkil alır. Melanokrat əlavələrdə yüngül lantanoidlərin miqdarı daha yüksəkdir və qrafikin forması daha dikdir, bəzi süxurlarda az da olsa Eu-minimumu nəzərə çarpır (şəkil.1).

Qeyd etdiyimiz diaqramlara müqayisə üçün OIB (ocean adalarının bazaltlarının) və E-MORB (zənginləşmiş aralıq okean silsilələrinin bazaltlarının) geokimyəvi tərkibi də salınmışdır. Şəkildəngöründüyü kimi, bütövlükdə dərinlik daxilolmalarında NTE paylanması OIB-ə yaxındır, ətraf süxurlarda isə yüngül NTE OIB-ə yaxındır. Orta NTE (MREE) miqdarı OIB-də daha yüksəkdir. Ağır NTE (HREE) miqdarı isə OIB və E-MORB-la üst-üstə düşür.

Nadir torpaq elementlərində olduğu kimi Y-in də



Şək. 1. Andezit-dasit-riolit formasiya süxurlarında nadir torpaq elementlərinin xondritə görə normallaşdırılması a)andezit, traxiandezit, kvarsli latit, b)dasit, riodasit, c)dərinlik daxilolmaları, E-MORB – zənginləşmiş aralıq okean silsilələrinin bazaltları, OIB – okean adalarının bazaltları

Cədvəl

Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin andezit-dasit-riolit formasiya süxurlarında və onların daxilolmalarında mikroelementlərin (ppm) miqdarı

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Rb	83	61	66	63	74	42	51	86	72	20	27
Sr	1105	840	935	935	850	520	860	935	833	349	1100
Ba	1250	640	640	650	690	400	850	690	760	389	440
Ni	24	20	22	30	31	69	25	32	25	70	70
Co	20	20	30	35	16	34	24	3	15	35	35
Zr	178	163	150	160	150	130	160	170	150	110	85
Nb	12	9	10	11	10	8	11	14	14	10	19
Ta	0.84	0.88	0.82	0.72	0.94	0.46	0.77	1.4	1.1	0.4	0.68
Hf	4.8	3.7	4	3.6	3.3	3.8	4.3	4.7	4.2	2.8	3.1
Th	11	8.6	11	9.3	10		10	18	16	4	5.1
U	2.7		4.7	5.7	4.4	4	4	5.4	3.3	2	5.3
La	45	52	37	43	36	23	47	47	38	23	68
Ce	88	73	73	77	76	57	91	87	74	46	140
Sm	4.2	5.4	3.6	3.9	4.2	7.5	5.1	3.6	4.4	7.9	14
Eu	1.2	1.1	1	1.2	1	1.6	1.6	1.1	0.95	2	3.2
Tb	0.67	0.42	0.43	0.56	0.58	1.1	0.9	0.44	0.42	1.6	1.5
Yb	1.2	1.5	1.3	1.4	1.5	3.6	1.8	1.3	1.3	3.7	3
Lu	0.19	0.24	0.18	0.2	0.2	0.69	0.23	0.17	0.17	0.64	0.52
Y	11	11	16	16	14	29	13	10	9	25	27

paylanması mineralların fraksiyalaşması ilə nəzarət olunur. Bu onunla izah edilir ki, Y-un mineral və ərinti arasında paylanma əmsalı müxtəlif minerallar arasında müxtəlif qiymətlərə malikdir. Belə ki, orta və turş lavaların plagioklazlarında Y-un paylanma əmsalı 0.1 [17], klinopiroksendə 0.8-1.1, andezitlərin amfibollarında 3, riolitlərdə isə 8-10 təşkil edir [18]. Orta süxurlardan turşa doğru Y-un nisbətən artması onun plagioklazın kumulusda toplanması ilə izah edilə bilər.

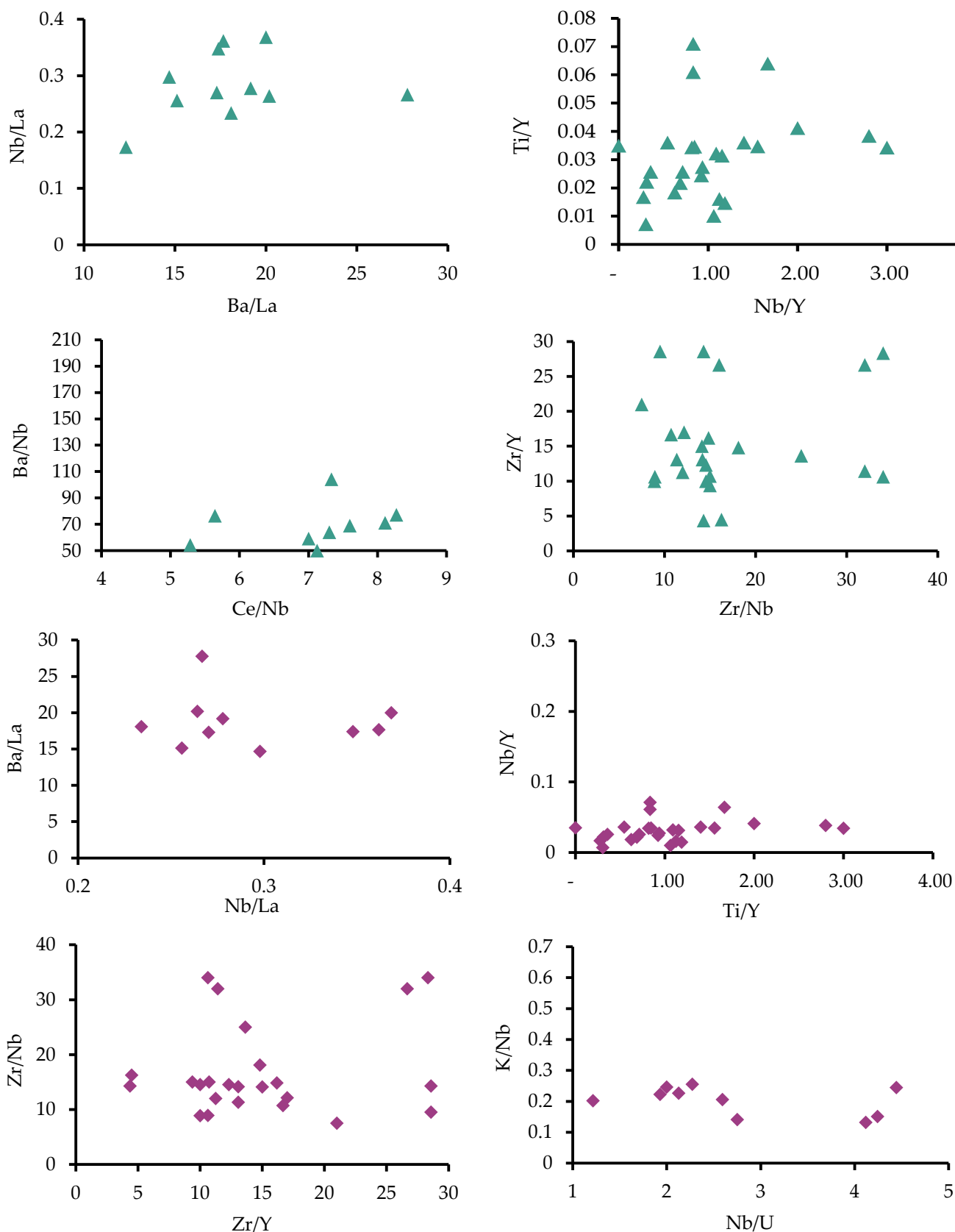
Neogen vulkanizminin süxurlarında nadir elementlərin nisbətənin geokimyəvi aspektləri

Formasiya süxurlarının əmələ gəlməsində mantiya mənbəyinin flüidlərin və ərimə payının rolunu qiymətləndirmək məqsədilə geokimyəvi xüsusiyyətləri yaxın olan nadir elementlərin nisbətindən istifadə edilmişdir.

Bu elementlərin nisbəti differensiasiya prosesində sabit qalır. Onların paylanmasına isə flüidlərlə zənginləşmə və ərimə payı təsir göstərir. Üst mantiya materialının az ərimə payında lavalar litofil elementlərlə zənginləşir. Məsələn, H. Rollinsona görə [19] bariumun bazaltlarda olivin, monoklinik və rombik piroksenlərdə, qranatda ümumi paylanma əmsalı 0.01-lə 0.02 arasında dəyişir və az ərimə payında Ba-un miqdarı ilkin qiymətə nisbətən 50-100

dəfə artacaqdır. Digər elementlərin davranışı da analogidir. P.B. Kelemen və b. görə [20, 21] subduksiya nəticəsində əmələ gələn maqmatik süxurlarda yüksək yüklü elementlər olan Nb, Ta, Zr, Hf, Ti-nin miqdarı litofil elementlərə nisbətən azalacaqdır. Ba, Pb, Sr-un zənginləşməsi sulu flüidlərin hesabına, Nb, Th, La, Ce kimi elementlərin zənginləşməsi isə qismən ərimənin payına görə baş verir.

Şəkil 2-dən göründüyü kimi (şəkl.2), andezit-dasit-riolit formasiya süxurlarında Ba-un miqdarı və Ba/Y, Rb/Y, Th/Yb nisbətləri daha yüksək templə artır. Müəyyən dərəcədə Nb/Y, Nb/Yb nisbətənin də artması müşahidə edilir. Bu qrafiklərin analizi göstərir ki, formasiya süxurlarının litofil və nadir torpaq elementləri ilə zənginləşməsinə səbəb nisbətən yüksək ərimə payına malik olan zənginləşmiş ərinti və flüidlərdir. Digər tərəfdən Ba/La, U/Nb, Zr/Nb, La/Nb nisbətlərinin Th/Nb-dən asılılıq qrafikində Th/Nb nisbətənin də artması subduksiya materialından ayrılmış flüidlərin hesabına zənginləşmiş mantiyanın daha böyük rol oynadığı aydın görünür. Beləliklə, müxtəlif elementlərin nisbətənin öyrənilməsi göstərir ki, andezit-dasit-riolit formasiya süxurlarının əmələ gəlməsində onlardan daha əvvəllər baş vermiş subduksiya hadisəsinin izləri hiss edilir. L.İ. Demina



Şək. 2. Andezit-dasit-riolit formasiya süxurlarında element nisbətlərinin münasibəti

və N.V. Koronovskiye [22] görə bu flüidlərin mənbəyi kolliziya şəraitində dehidratasiya prosesi də ola bilər. Bu məsələni daha dəqiq aydınlaşdırmaq üçün uyuşan və uyuşmayan elementlərin primitiv mantiyaya nisbətən normallaşdırılmış spayder diaqramından istifadə edilir.

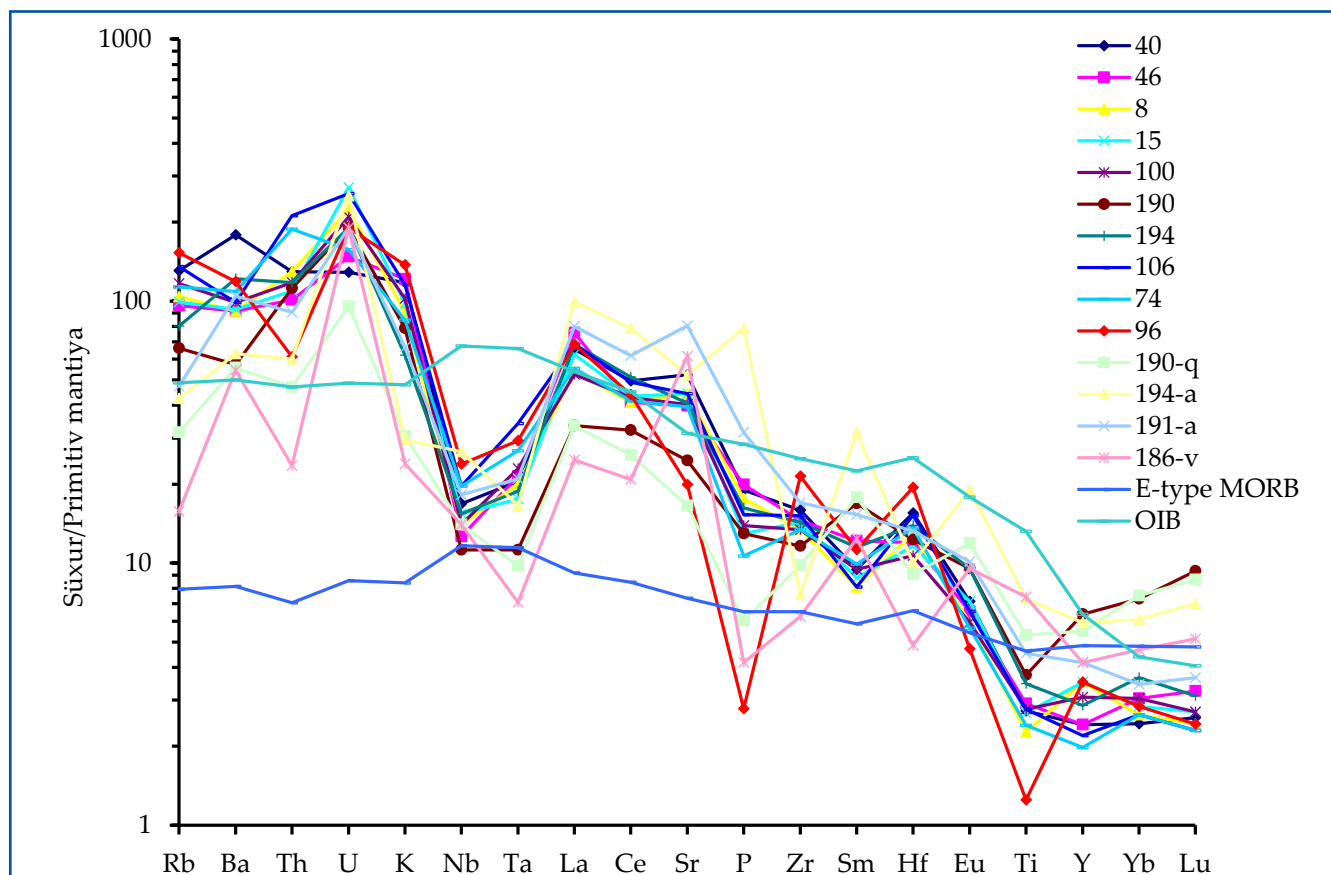
Eksperimental məlumatlara görə [23] subduksiya məruz qalmış okean plitəsinin süxurlarının dehidratasiyası nəticəsində su ilə birgə digər elementlər də çıxarılır. Tam mütəhərrik elementlərdən az mütəhərrik elementlərə doğru onlara Cs, Rb, Ba, K, Sr, La, Sm, Tb, Y, Yb aiddir. Nb isə bu sistemdə inert olur və flüidlərlə çıxarılma bilmir. Beləliklə, su flüidlərinin hesabına maqmanın mənbəyi, Cs, Rb, Ba, K-la kifayət qədər, az dərəcədə Sr və La, cüzi miqdarda isə Tb, Y və Yb-lə zənginləşəcək, Nb-lə isə zənginləşə bilmir. Adalar qövşündən fərqli olaraq su flüidlərinin mənbəyi ümumi sıxılma şəraitində metamorfizm və başqa proseslər nəticəsində azad olunan flüidlər ola bilər.

Qeyd etmək lazımdır ki, bu tip vulkanitlərdə Nb-minimumunun olması ancaq Nb-un flüidlərin

hesabına mənbəyə əlavə oluna bilmir, həm də adi süxur əmələgətirən minerallardan bu elementin konsentratoru olan restit titanoksidi fazasının mənbədə saxlanması ilə də izah edilə bilər [24].

J.B. Cilin [25] göstərdiyi kimi, ada qövsləri maqmasının generasiyası zonaları üçün xarakterik olan P_{H_2O} və f_{O_2} -nin yüksək şəraitində bu fazaların dayanıqlığı müşahidə edilir. Eyni şəkili kolliziya zonalarında da qeyd etmək olar. Buna sübut bir çox adalar qövslərində və kolliziya zonalarında lavalarda amfibollu və floqopitli peridotit daxilolmalarının tapılmasıdır. Mantiya maddəsi ilə uzun müddət qarşılıqlı münasibətdə olan flüidlər ondan qeyri-kogerent, ən əvvəl iri kationlu litofil elementləri ekstrasiya edir. Bundan başqa, yüksək T və P şəraitində qabıq maddəsilə qarşılıqlı təsirində, yəqin ki, qeyri-kogerent elementlərin miqdarının artmasına səbəb olmuşdur.

Formasiya süxurlarının geokimyəvi tərkibinin primitiv mantiyaya görə [13] normallaşdırılmış spayder diaqramı yüksək yüklü elementlərin (Ta, Nb, Hf, Y, Yb) aşağı miqdarda, iri ion litofil elementlərin



Şək. 3. Andezit-dasit-riolit formasiya süxurlarında və daxilolmalarda qeyri-kogerent və kogerent elementlərin primitiv mantiyaya görə normallaşdırılmış spayder diaqramı [13]

(K, Sr, Rb, Ba, La, Ce) isə yüksək miqdarını göstərir. Belə ki, primitiv mantiyaya nisbətən Rb, Ba, Th, La, Ce-un maksimum, Ta-Nb, P-Ti mənfi anomaliyaları müşahidə edilir (şək.3).

Bu xüsusiyyət formasiya süxurlarını subduksiya üstü vulkanik süxurlarla yaxınlaşdırır və yuxarıda qeyd etdiyimiz faktorlarla izah edilə bilər. Şəkil 3-dən göründüyü kimi andezit, dasit və riodasitlərdə uyuşmayan və uyuşan elementlərin paylanması bir-birinə bənzərdir və onların genezisinin ümumi olmasına dəlalət edə bilər. Dərinlik daxilolmaları isə ümumi şəkli saxlasa da, ətraf süxurlardan

fərqlidir. Ümumiyyətlə, E-MORB və OIB-ə nisbətən formasiya süxurları iri kationlu litofil elementlərlə (Rb, Ba, Th, U, K) daha zəngindir. Belə ki, okean adalarının bazaltlarına (OIB) nisbətən formasiya süxurları daha uyuşmayan elementlərlə (Th-dan başqa) kifayət qədər zəngindir, lakin OIB-ə nisbətən Nb-Ta-minimumu daha aydın hiss olunur. Belə qanunauyğunluq inkişaf etmiş ada qövsələrinin, kontinentlərin fəal kənarının ön hissəsinin, kolliziya zonalarının kalsiumlu-qələvili vulkanizmi üçün spesifik olub, onların əmələ gəlməsində zənginləşmiş mantiya mənbəyinin iştirak etməsinə dəlalət edir.

Nəticə

Beləliklə, belə nəticəyə gəlmək olar ki, Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin andezit-dasit-riolit formasiya süxurlarının əmələ gəlməsində zənginləşmiş mantiya mənbəyi başlıca rol oynamışdır.

Andezit-dasit-riolit formasiya süxurlarının geokimyəvi xüsusiyyətlərindən aşağıdakı nəticələrə gəlmək olar.

Andezit-dasit-riolit formasiyasının vulkanitlərində andezitlərdən riolitlərə doğru SiO_2 -nin miqdarı artdıqda və MgO -nun miqdarı azaldıqda kogerent elementlər makroelementlərdə olduğu kimi xətti, bəzən isə sinan trendlərlə ifadə olunmuş asılılıq əmələ gətirir. Bu asılılıq trendlərinin əvvəlində isə dərinlik daxilolmalarının fiqurativ nöqtələri dayanır. Formasiya süxurlarında bu elementlərin paylanması süxur əmələgətirən mineralların fraksionlaşması və akkumulyativ (homeogen) daxilolmaların kristallaşması ilə nəzarət olunur.

Yüksək uyuşmayan qeyri-kogerent elementlərin (Rb, Th, Nb, Zr, Hf, LREE və b.) miqdarı dərinlik daxilolmalarında minimaldır və andezit-dasit-riolit sırasında öz geokimyəvi irsini nümayiş etdirir və artmağa başlayır.

Yüngül lantanoidlər ağıra nisbətən üstünlük təşkil edir və bu səbəbdən La/Sm, La/Yb nisbətləri yüksəkdir. Orta süxurlarda (kvarslı latitlərdə, andezitlərdə) Eu/Eu^* nisbəti vahidə yaxınlaşdığı halda ($\text{Eu}/\text{Eu}^*=0.94-1.05$) daha turş süxurlarda zəif Eu-minimumu ($\text{Eu}/\text{Eu}^*=0.58-0.63$) qeyd olunur və turş süxurların əmələ gəlməsində plagioklazın fraksionlaşmasına dəlalət edir.

Formasiya süxurlarında Ba/Y, Rb/Y, Th/Yb, Nb/Y, Nb/Yb nisbətlərinin artmasına və Ba, Sr, nadir torpaq elementləri ilə zənginləşməsinə səbəb nisbətən yüksək ərimə payına malik olan zənginləşmiş ərinti və flüidlər olmuşdur.

Ədəbiyyat

1. Имамвердиев, Н. А. (2000). Геохимия позднекайнозойских вулканических комплексов Малого Кавказа. Баку: Nafta-Press.
2. Гейдаров, А. С. (1979). Особенности распределения урана, тория, лития, рубидия, цезия и фтора в вулканических породах Кельбаджарского района (Центральная часть Малого Кавказа) /в книге: Вопросы геохимии и химии редких элементов. Баку: Элм.
3. Гейдаров, А. С., Исмаил-заде, А. Д. (1995). Поведение щелочных и радиоактивных элементов в эволюции кайнозойского вулканизма Кельбаджарского прогиба Малого Кавказа. Труды Института Геологии НАН Азербайджана, 25, 120-127.
4. Гейдаров, А. С., Мамедов, А. И., Дубовая, Н. П. (1988). Геохимические особенности распределения радиоактивных и щелочных элементов в породах дайковых комплексов бассейна р.Тертер Кельбаджарского района. Известия АН Азерб. ССР, Серия наук о Земле, 4, 26-35.
5. Имамвердиев, Н. А. (2002). Петролого-геохимические особенности позднекайнозойских вулканитов Малого Кавказа. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Баку.
6. Имамвердиев, Н. А. (2003). Геохимия редкоземельных элементов позднекайнозойских вулканических серий Малого Кавказа. Геохимия, 4, 425-442.
7. Dilek, Y., Imamverdiyev, N., Altunkaynak, Sh. (2010). Geochemistry and tectonics of Cenozoic volcanism in the Lesser Caucasus (Azerbaijan) and the Peri-Arabian region: Collision induced mantle dynamics and its magmatic fingerprint. International Geology Review, 52(4-6), 536-578.
8. Имамвердиев, Н. А., Гасангулиева, М. Я., Велиев, А. А. и др. (2010). Вопросы петрогенезиса позднекайнозойского коллизионного вулканизма Малого Кавказа. Отечественная геология, 6, 33-42.
9. Həsənquliyeva, M. Y. (2014). Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin neogen vulkanizminin petrogeokimyəvi modeli. Yer elmləri üzrə fəlsəfə doktorluğu dissertasiyası. Bakı.
10. İmamverdiyev, N. Ə., Vəliyev, A. Ə., Həsənquliyeva, M. Y. (2017). Kiçik Qafqazın gec kaynozoy kolliziya vulkanizminin petrologiya və geokimyası. Bakı: «Ləman Nəşriyyat Poliqrafiya» MMC.
11. Имамвердиев, Н. А., Баба-заде, В. М., Романько, А. Е. и др. (2017). Формирование позднекайнозойских вулканических комплексов Малого Кавказа. Геотектоника, 5, 30-41.
12. Имамвердиев, Н. А., Гасангулиева, М. Я., Бабаева, Г. Д. и др. (2018). Петрогенезис позднекайнозойского коллизионного вулканизма центральной части Малого Кавказа (Азербайджан). Геология и геофизика, 1, 49-65.
13. Sun, S. S., McDonough, W. F. (1989). Chemical and isotopic systematics of oceanic basalts: implications for mantle composition and processes /eds. A.D.Sannders, M.I.Norry. Magmatism in the Ocean Basin. Geological Society London Special Publications, 42, 313-345.

References

1. Imamverdiev, N. A. (2000). Geohimiya pozdnəkajnozojskih vulkanicheskikh kompleksov Malogo Kavkaza. Baku: Nafta-Press.
2. Gejdarov, A. S. (1979). Osobennosti raspredeleniya urana, toriya, litiya, rubidiya, ceziya i fтора v vulkanicheskikh porodah Kel'badzharskogo rajona (Central'naya chast' Malogo Kavkaza) /v knige: Voprosy geohimii i himii redkih elementov. Baku: Elm.
3. Gejdarov, A. S., Ismail-zade, A. D. (1995). Povedenie shchelochnyh i radioaktivnyh elementov v evolyucii kajnozojskogo vulkanizma Kel'badzharskogo proogiba Malogo Kavkaza. Trudy Instituta Geologii NAN Azerbajdzhana, 25, 120-127.
4. Gejdarov, A. S., Mamedov, A. I., Dubovaya, N. P. (1988). Geohimicheskie osobennosti raspredeleniya radioaktivnyh i shchelochnyh elementov v porodah dajkovykh kompleksov bassejna r.Terter Kel'badzharskogo rajona. Izvestiya AN Azerb. SSR, Seriya nauk o Zemle, 4, 26-35.
5. Imamverdiev, N. A. (2002). Petrologo-geohimicheskie osobennosti pozdnəkajnozojskih vulkanitov Malogo Kavkaza. Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni doktora geologo-mineralogicheskikh nauk. Baku.
6. Imamverdiyev, N. A. (2003). Geohimiya redkozemel'nyh elementov pozdnəkajnozojskih vulkanicheskikh serij Malogo Kavkaza. Geohimiya, 4, 425-442.
7. Dilek, Y., Imamverdiyev, N., Altunkaynak, Sh. (2010). Geochemistry and tectonics of Cenozoic volcanism in the Lesser Caucasus (Azerbaijan) and the Peri-Arabian region: Collision induced mantle dynamics and its magmatic fingerprint. International Geology Review, 52(4-6), 536-578.
8. Hasanguliyeva, M. Y., Imamverdiyev, N. A., Veliyev, A. A., et al. (2010). Questions petrogenesis of the late collision volcanism of the Lesser Caucasus. National Geology, 6, 33-42.
9. Hasanquliyeva, M. Y. (2014). Kichik Qafqazın mərkəzi hissəsinin neogen vulkanizminin petrogeokimyəvi modeli. Yer elmləri üzrə felsefə doktorluğu dissertasiyası. Bakı.
10. Imamverdiyev, N. A., Veliyev, A. A., Hasanquliyeva, M. Y. (2017). Kichik Qafqazın gec kaynozoy kolliziya vulkanizminin petrologiya və geokimyası. Bakı: «Ləman Nəşriyyat Poliqrafiya» MMC.
11. Imamverdiyev, N. A., Baba-zade, V. M., Roman'ko, A. E., et al. (2017). Formation of the late cenozoic volcanic complexes of the Lesser Caucasus. Geotectonics, 5, 30-41.
12. Imamverdiyev, N. A., Gasanguliyeva, M. Ya., Babaeva, G. D., et al. (2018). Petrogenesis of the late cenozoic collision volcanism in the central part of the Lesser Caucasus (Azerbaijan). Russian Geology and Geophysics, 1, 49-65.
13. Sun, S. S., McDonough, W. F. (1989). Chemical and isotopic systematics of oceanic basalts: implications for mantle composition and processes /eds. A.D.Sannders, M.I.Norry. Magmatism in the Ocean Basin. Geological Society London Special Publications, 42, 313-345.

14. Волюнец, О. Н., Аношин, Г. Н., Антипин, В. С. (1986). Петрология и геохимия щелочных и субщелочных лав как индикатор геодинамического режима островных дуг. *Геология и геофизика*, 8, 10-17.
15. Волюнец, О. Н., Аношин, Г. Н., Пузанков, Ю. М. и др. (1987). Геохимическая типизация позднекайнозойских базальтов Камчатки (по данным нейтронно-активационного анализа). *Доклады АН СССР*, 293(3), 685-688.
16. Балашов, Ю. А. (1976). Геохимия редкоземельных элементов. *Москва: Наука*.
17. Pearce, J. A., Norry, N. J. (1979). Petrogenetic implications of Ti, Zr, Y and Nd variations in volcanic rocks. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 69, 33.
18. Ewart, A., Taylor, S. R. (1969). Trace element geochemistry of the rhyolitic volcanic rocks, Central North Island, New Zealand: Phenocryst date. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 22, 127-146.
19. Rollinson, H. (1994). Using geochemical data: evaluation, presentation, interpretation. *London: Longman*.
20. Kelemen, P. B. (2000). Reaction between ultramafic wall rock and fractioning basaltic magma. I. Phase relations, the origin of calc-alkaline magma series and the formation of discordant dunite. *Journal of Petrology*, 31(1), 51-98.
21. Kelemen, P. B. (2005). Genesis of high Mg $\neq$ andesites and continental crust. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 120(1), 1-19.
22. Демина, Л. И., Короновский, Н. В. (1998). Эволюция магматических расплавов в условиях коллизии. *Известия секции наук о Земле РАЕН*, 1, 106-121.
23. Tatsumi, Y., Hamilton, D. L., Nesbitt, R. W. (1986). Chemical characteristic of fluid phase released from subducted lithosphere and origin of arc magmas: evidence from high-pressure experiments and natural rocks. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 29(1-2), 293-309.
24. Фролова, Т. И., Бурикова, И. А. (1997). Магматические формации современных геотектонических обстановок. *Москва: Московский университет*.
25. Gill, J. B. (1981). Orogenic andesites and plate tectonics. *N.Y.-L. Berlin: Springer-Verlag*.
14. Volynec, O. N., Anoshin, G. N., Antipin, B. C. (1986). Petrologiya i geohimiya shchelochnyh i subshchelochnyh lav kak indikator geodinamicheskogo rezhima ostrovnyh dug. *Geologiya i geofizika*, 8, 10-17.
15. Volynec, O. N., Anoshin, G. N., Puzankov, YU. M. i dr. (1987). Geohimicheskaya tipizaciya pozdnokajnozoijskih bazal'tov Kamchatki (po dannym nejtronno-aktivacionnogo analiza). *Doklady AN SSSR*, 293(3), 685-688.
16. Balashov, YU. A. (1976). Geohimiya redkozemel'nyh elementov. *Moskva: Nauka*.
17. Pearce, J. A., Norry, N. J. (1979). Petrogenetic implications of Ti, Zr, Y and Nd variations in volcanic rocks. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 69, 33.
18. Ewart, A., Taylor, S. R. (1969). Trace element geochemistry of the rhyolitic volcanic rocks, Central North Island, New Zealand: Phenocryst date. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 22, 127-146.
19. Rollinson, H. (1994). Using geochemical data: evaluation, presentation, interpretation. *London: Longman*.
20. Kelemen, P. B. (2000). Reaction between ultramafic wall rock and fractioning basaltic magma. I. Phase relations, the origin of calc-alkaline magma series and the formation of discordant dunite. *Journal of Petrology*, 31(1), 51-98.
21. Kelemen, P. B. (2005). Genesis of high Mg $\neq$ andesites and continental crust. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 120(1), 1-19.
22. Demina, L. I., Koronovskij, N. V. (1998). Evolyuciya magmaticheskikh rasplavov v usloviyah kollizii. *Izvestiya sekcii nauk o Zemle RAEN*, 1, 106-121.
23. Tatsumi, Y., Hamilton, D. L., Nesbitt, R. W. (1986). Chemical characteristic of fluid phase realeased from subducted lithosphere and origin of arc magmas: evidence from high-pressure experiments and natural rocks. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 29(1-2), 293-309.
24. Frolova, T. I., Burikova, I. A. (1997). Magmaticheskie formacii sovremennyh geotektonicheskikh obstanovok. *Moskva: Moskovskij universitet*.
25. Gill, J. B. (1981). Orogenic andesites and plate tectonics. *N.Y.-L. Berlin: Springer-Verlag*.

**Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin Neogen vulkanizminin
əmələgəlməsinin geokimyəvi aspektləri****N.Ə. İmamverdiyev¹, M.Y. Həsənquliyeva²**¹*Bakı Dövlət Universiteti, Bakı, Azərbaycan*²*AMEA Geologiya və Geofizika İnstitutu, Bakı, Azərbaycan***Xülasə**

Məqalədə Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsində geniş yayılmış Neogen vulkanizminin geokimyəvi xüsusiyyətləri əsasında onun əmələgəlmə məsələsinə baxılır. Müəyyən edilmişdir ki, vulkanizmin ifadə olunduğu andezit-dasit-riolit formasiya süxurlarında yüngül lantanoidlər ağıra nisbətən üstünlük təşkil edir və bu səbəbdən La/Sm, La/Yb nisbətləri yüksəkdir. Orta süxurlarda (kvarslı latitlərdə, andezitlərdə) Eu/Eu* nisbəti vahidə yaxınlaşdığı halda (Eu/Eu*=0.94-1.05) daha turş süxurlarda zəif Eu-minimumu (Eu/Eu*=0.58-0.63) qeyd olunur və turş süxurların əmələgəlməsində plagioklazın fraksionlaşmasına dəlalət edir. Formasiya süxurlarında Ba/Y, Rb/Y, Th/Yb, Nb/Y, Nb/Yb nisbətlərinin artmasına və Ba, Sr, nadir torpaq elementləri ilə zənginləşməsinə səbəb nisbətən yüksək ərimə payına malik olan zənginləşmiş ərinti və flüidlər olmuşdur. Belə nəticəyə gəlinmişdir ki, Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin andezit-dasit-riolit formasiya süxurlarının əmələgəlməsində zənginləşmiş mantiya mənbəyi başlıca rol oynamışdır.

Açar sözlər: Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsi; Neogen vulkanizmi; nadir torpaq və nadir elementlərin paylanması; zənginləşmiş mantiya mənbəyi.

**Геохимические аспекты формирования неогенового
вулканизма центральной части Малого Кавказа****Н.А. Имамвердиев¹, М.Ю. Гасангулиева²**¹*Бакинский Государственный Университет, Баку, Азербайджан*²*Институт Геологии и Геофизики НАНА, Баку, Азербайджан***Реферат**

В статье на основе геохимических данных рассматривается формирование неогенового вулканизма в центральной части Малого Кавказа. Установлено, что в породах андезит-дацит-риолитовой формации, где выражен вулканизм, преобладают легкие лантаноиды над тяжелой, поэтому отношения La/Sm, La/Yb высокие. В средних породах (кварц-латиты, андезиты) отношение Eu/Eu* близко к единице (Eu/Eu*=0.94-1.05), в более кислых породах - слабый Eu-минимум (Eu/Eu*=0.58-0.63) и указывает на фракционирование плагиоклаза при образовании кислых пород. Обогащенные расплавы и флюиды с относительно высокой температурой плавления вызвали увеличение соотношений Ba/Y, Rb/Y, Th/Yb, Nb/Y, Nb/Yb в породах формации и их обогащение Ba, Sr, редкоземельными элементами. Сделан вывод о ключевой роли источника обогащенной мантии в формировании пород андезит-дацит-риолитовой формации центральной части Малого Кавказа.

Ключевые слова: Центральная часть Малого Кавказа; неогеновый вулканизм; распространение редкоземельных и редких элементов; источник обогащенной мантии.

**PIRALLAHI ADASI YATAĞINDA QIRMAKI VƏ QIRMAKIALTI LAY
DƏSTƏLƏRİNİN ƏSAS LAY GÖSTƏRİCİSİ PARAMETRLƏRİNİN
DƏYİŞMƏ XÜSUSİYYƏTLƏRİ****H.İ. Şəkərov, M.M. İsgəndərov, A.H. Abuzərova, Y.H. Kərimova, Ə.S. Hübətov**
*SOCAR "Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu***GPeculiarities of change in the main formation parameters of the KS and PK suite deposits at the
Pirallakhi adasy field***H.I. Shakarov, M.M. Isgandarov, A.H. Abuzarova, Y.H. Kerimova, A.S. Humbatov*
*"OilGasScientificResearchProject" Institute, Socar, Baku, Azerbaijan***ABSTRACT**

In order to analyze the changes in the parameters of the main reservoir parameters by area and depth at the Pirallahi adasy field, the results of the interpretation of core and logging data were used. For this, the data from well logging and the results of core analysis over the area were collected and analyzed. The results of interpretation of the data of complex well logging studies of wells carried out at the field and the results of analysis of core materials are systematized, statistical analysis is carried out. In the section of each well, reservoirs were identified, characterized by reservoir properties for the KS and PK formations, their porosity, clay content, oil and gas saturation, and permeability were determined. The weighted average values of these parameters for individual wells were calculated and distribution graphs were drawn up. Dependences are established between the parameters of the filtration-capacitive characteristics and correlations are built. The graphs of dependence are built between the parameters characterizing the reservoir characteristics, porosity and clay content, permeability and porosity in the KS and PK formations.

As a result of the studies carried out, it can be noted that the Pirallahi adasy field, despite the fact that it has been in operation for a long time, the obtained results of the well logging data interpretation for the KS and PK formations, the identified reservoirs have high properties that the hydrocarbon reserves of the field have not been exhausted. Taking into account the above, it is more expedient to continue drilling and development of new wells in the best possible way, choosing the optimal well network at the Pirallahi adasy field.

KEYWORDS

well logging;
reservoir characteristics;
permeability and
porosity;
interpretation of core
and logging data

*e-mail: Mahal.Isgenderov@socar.az**<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20210100002>***Giriş**

Pirallahi adası yatağının XIX əsrin sonlarından işlənməsinə baxmayaraq təcrübə göstərir ki, yatağın daha effektiv işlənməsinə nail olmaq üçün istismar obyektlərinin səhih öyrənilməsinə ehtiyac var.

Yataq üzrə böyük həcmdə faktiki materialın mövcudluğu, kifayət qədər qazma işlərinin və QGT ölçülərinin aparılması, geoloji, mədən-geofiziki və digər məlumatların əldə edilməsi Məhsuldar Qat çöküntülərinin əsas lay göstəricisi parametrlərinin dəyişmə xüsusiyyətlərinin öyrənilməsi aktuallaşdırır. Bu məqsədlə kollektor-süxurların əsas xüsusiyyətlərindən hesab olunan –

süxurların xüsusi müqaviməti, gilliliyi, məsaməliliyi, neftqazdoyumluluğu, keçiriciliyi tədqiq edilmiş və lay parametrlərinin dəyişmə xüsusiyyətləri, qeyri-bircinsliyi təhlil edilmişdir.

Yatağın uzun müddət işlənməsinə və öyrənilməsinə baxmayaraq hələ də geoloji quruluşun dəqiqləşdirilməsi üzrə, neft-qazlılığın (MQ-nin aşağı qatları) perspektivliyi barədə tədqiqat işləri aparılır. Bəzi tədqiqatçılar tərəfindən Pirallahi adası yatağının alt şöbəsinin (QaLD-nin) stratigrafik kəsilişinin dəqiqləşdirilməsi, yeni potensial neftli tektonik blokların öyrənilmişdir [1, 2].

Pirallahi adası neft yatağının MQ-nin lay

dəstələri üzrə QGT məlumatlarına əsasən litoloji-fasial xüsusiyyətləri araşdırılmış və öyrənilmişdir [3]. Aparılan tədqiqatlara görə yataqda litoloji kəsilişlərin iki əsas növü ayrılır, hansılarda ki, karotaj məlumatlarının interpretasiyası özünəməxsus xüsusiyyətlərə malikdir. Kəsilişlərin litofasial dəyişkənliyi çöküntülərin toplanması şəraitlərinin ritmik dəyişməsi ilə əlaqələndirilir.

Tədqiqat obyekti haqqında

Pirallahı adası yatağında axtarış-kəşfiyyat işlərinə 1897-ci ildən başlanmışdır. İlk dəfə 1902-ci ildə 44 №-li quyudan Qırmakı lay dəstəsindən (QD) gündə 3.2 t hasilatla neft alınmışdır. 1932-1933-cü illərdən yatağın işlənməsinə başlanmışdır [4].

Yataq Abşeron yarımadasının bilavasitə yaxınlığında və meridional istiqamətdə uzanan Abşeron bankası - Darwin bankası - Pirallahı adası - Gürgən dəniz antiklinal zonasının üzərində yerləşir. Pirallahı adası yatağı iki sərbəst qalxımla təmsil olunur: şimal və cənub. Oxu şimal-qərb – cənub-şərq istiqamətində uzanan Şimali Pirallahı braxiantiklinalının əsas hissəsi dənizdə yerləşir. Bu qırıxıq bir neçə uzununa qırılmalarla mürəkkəbləşmişdir. Onlardan qırıxığı 3 tektonik bloka (qərb, mərkəzi və şərq) bölən 2 qırılmanı qeyd etmək lazımdır. Qərb tektonik blok qırıxığın qərb qanadını və ona şimal-qərbdən bitişən sinklinalı əhatə etdir. Mərkəzi blok şimaldan CQ-ŞmŞ istiqamətində uzanan, cənubdan isə eninə pozulmalarla hədudlanır. Bu pozulmalardan birincisi Pirallahı adası ilə Darwin bankası yataqlarının sərhədi kimi qəbul olunmuşdur.

Pirallahı adası yatağında QD və QA lay dəstəsinin qumlu layları əsas neftli-qazlı obyektlər sayılır. Şimali Pirallahı qırıxığında I, II, IIa, IIb, IVa, cənubi Pirallahıda isə IV bloklar neftli-qazlıdır. Axtarış kəşfiyyat işləri nəticəsində MQ-ın üst şöbələrində, həmçinin QÜG və QÜQ lay dəstələrində sənaye əhəmiyyətli neft yığımları əlamətlərinin olmaması müəyyən edilmişdir. Tavanında 65 m gil qatı yatan QD-nin ümumi qalınlığı 250 m-dən 270 m-ə qədər dəyişir. Bu lay dəstəsinin kəsilişində yuxarıdan aşağıya doğru gilin miqdarı azalır, qumun, alevritin miqdarı artır və tərkibində 3-5 m qalınlığında bir-birindən gil qatları ilə ayrılan qumlu alevritli horizontlar müəyyən edilmişdir (QD₁, QD₂, QD₃, QD₄, QD_{4a}, QD₅, QD_{5a}).

Cənubi Pirallahı qırıxığında sənaye əhəmiyyətli neft yataqları üstəgəlmənin altında yerləşən IV tektonik blokda QD və QA (QAüa) və qırılma zonasında özünə məxsus yatım şəraiti ilə fərqlənən QAp obyekti ilə əlaqədardır. Burada QAp əzilmiş, neftlə doymuş süxurları üstəgəlmə müstəvisinə uyğun olaraq yerləşmiş və qeyri-bircinsli kollektorlar

xüsusiyyətinə malikdirlər. Yataq üzrə QA lay dəstəsinin qalınlığı 20-110 m hədudunda dəyişir. Pirallahı adası yatağında QA lay dəstəsinin ən kiçik qalınlığı II tektonik blokun hədudlarındadır. QA-da neft yığımları nisbətən daha geniş ərazini əhatə edir, lakin QD-də olduğu kimi qırıxığın tağında lay dəstəsinin kəsilişində neftdoymulu kollektorlar yoxdur. Neftlə doymuş lay dəstələri aşağıda qeyd edilən istismar obyektlərinə bölünmüşlər: QDü (QD₁, QD₂, QD₃), QDa (QD₄, QD_{4a}, QD₅, QD_{5a}), QA və QAp.

Pirallahı adası yatağının geoloji quruluşunda ümumi qalınlığı 1500 m olan orta miocendən müasir Xəzər dənizi çöküntüləri daxil olmaqla kəmərlənmiş yaşlı çöküntülər iştirak edir. Qırıxıq dərin yuyulmaya məruz qalmış və məhsuldar qat çöküntüləri dənizin dibinə çıxır. Məhsuldar qat çöküntüləri qum, qumdaşı, alevrit və gillərin növbələşməsindən ibarətdir, maksimum qalınlığı 1380 m-dir. MQ əsasən alt şöbə ilə təmsil olunmuş, üst hissəsi demək olar ki, tam yuyulmuşdur.

QD və QA lay dəstələrinin qalınlığı və litoloji xüsusiyyətləri sahə boyu dəyişkəndir. Şimal-qərb qanadda bu horizontun qalınlığı 80 m-dən, cənub-şərqdə doğru 100-120 m-ə qədər dəyişir, eyni zamanda qumluluq faizi də artır. Bu əlamət kollektorluq xüsusiyyətlərinin dəyişməsinə də təsir göstərir.

Tədqiqat metodikası və faktiki material

Pirallahı adası yatağı Qırmakı və Qırmakı altı lay dəstələrinin məhsuldar və qeyri məhsuldar kollektor laylarının həcmi süzülmə xüsusiyyətlərinin müqayisəli təhlili məqsədilə kern məlumatlarının və yataqda istismar dövrü ərzində müxtəlif illərdə qazılmış 200 yaxın quyunun mədən-geofiziki məlumatlarından və QGT-nin interpretasiya nəticələrindən istifadə edilmişdir [5, 6, 7, 8].

Tədqiqat sahəsində quyulardan götürülmüş 500-dən artıq süxur nümunələrinin məlumatları ümumiləşdirilmiş, süxur nümunələrinin litologiyası, qranulometrik tərkibi, məsaməliliyi keçiriciliyi və karbonatlığı təhlil olunmuşdur. Tədqiqat horizontları üzrə süxur fraksiyalarının faizlə miqdarının bloklar və məhsuldar lay dəstələri üzrə dəyişmə xüsusiyyətlərinin təhlili göstərir ki, QDü I və II bloklarda gil fraksiyalarının miqdarı 35.4-36.7 %, qum fraksiyaların miqdarı isə 2.5-3.36 %-dir. QDa I, II, IV bloklarda gil fraksiyaların miqdarı 30.6-37.8 %, qum fraksiyaların miqdarı isə 5.9-10 % arasında dəyişir. QA lay dəstəsində I, II, IV bloklarda gil fraksiyalar 22.3-28.2 %, qum fraksiyalar isə 18.8-24.9 % arasında dəyişir.

Pirallahı adası yatağında QD və QA lay dəstələri üzrə petrofiziki parametrlərin ayrı-ayrı bloklarda dəyişmə xüsusiyyətləri təhlil olunmuşdur. Bu

məqsədlə I-IV bloklar üzrə gillilik, karbonatlıq, məsaməlik və keçiriciliyin dəyişmə intervalları təhlil olunmuşdur. Bundan sonra $QD_{üst}$ QD_{alt} və QA lay dəstələri üçün həmin parametrlərin orta çəki qiymətləri çıxarılmışdır (cədvəl 1). Kiçik ölçülü ($d \leq 0.01 \text{ mm}$ və $0.01 \leq d \leq 0.1 \text{ mm}$) fraksiyaların üstünlük təşkil etdiyi və gilli, gilli-alevrolitli süxurlar kimi təsnif edilən çöküntü kompleksi daxilində keçiriciliyin qiyməti də (sərhəd) kritik qiymətlərdən azdır və $20 \div 50 \cdot 10^{-3} \text{ mkm}^2$ intervalında dəyişir. Qumluluğun üstünlük təşkil etdiyi çöküntülərdə isə keçiriciliyin və məsaməliliyin qiyməti kifayət qədər yüksəkdir. Bu qiymətlər müvafiq olaraq $100 \div 200 \cdot 10^{-3} \text{ mkm}^2$ və $15 \div 45\%$ təşkil edir. Kern nümunələri götürülmüş quyulara yaxın məsafədə son illərdə qazılmış quyularda aparılan karotaj işlərinin məlumatları əsasında təyin edilmiş gillilik əmsalının qiyməti kern nümunələri ilə uyğunluq təşkil edilmişdir. Belə ki, eyni horizonta uyğun gələn lay dəstələri üçün kiçik ölçülü fraksiyaların üstünlük təşkil etdiyi intervallarda gillilik əmsalı da yüksək qiymətlərlə ($C_{gil} \geq 0.50$) xarakterizə olunur. Əksinə böyük dənəli fraksiyaların üstünlük təşkil

etdiyi çöküntü kompleksində gillilik əmsalı kifayət qədər kiçik qiymətlər alır.

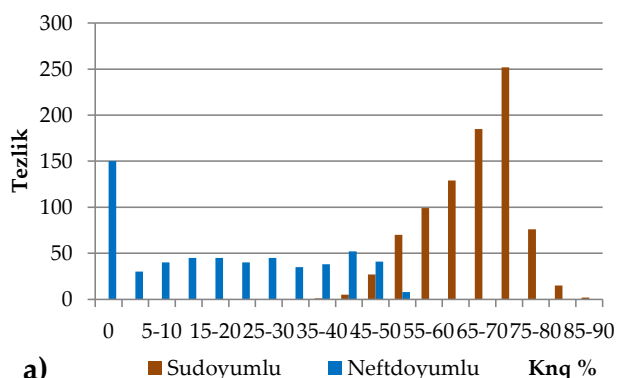
Kern təhlili nəticələrinə əsasən QA lay dəstəsi, seyrək, boz gil və xırda dənəli qum laycıqları ilə növbələşən orta və iri dənəli kvars qumlarından ibarətdir. QA lay dəstəsi şimal qırışığının şərq qanadında demək olar ki, yoxdur, cənub-şərqə doğru kəsilişdə intişar tapır. Dəstə üzrə qumluluq $10.5-31.5\%$, məsaməlik $26-32\%$, keçiricilik $93 \div 250 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ həddindədir.

QA lay dəstəsində kollektor süxurlarının ən müxtəlif litoloji növlərinə: pis çeşidlənmiş süxurlarla-gilli-qumlu, qumlu-gilli qumcılarla, oxşar tərkibli gilçələrə, alevritlərə, subalevrolitlərə xlidolitlərə, gilli-alevritli və alevritli gilli qumçılara və b. rast gəlinir. Süxurların 0.25 mm -dən böyük, $0.25-0.1 \text{ mm}$, $0.1-0.01 \text{ mm}$ və 0.01 mm -dən kiçik fraksiyalarının miqdarı uyğun olaraq $0.1-65.7$; $0.6-46.7$; $15.5-67.2$ və $5.5-45.8\%$ intervalları daxilində dəyişir. Onların orta qiyməti uyğun olaraq 18.6 ; 23.1 ; 37.3 və 21.0% təşkil edir. Süxurların gilliliyi əksər hallarda 23% -dən artıqdır. Ona görə də onun orta qiyməti 21% təşkil edir. Azsaylı nümunələrdə

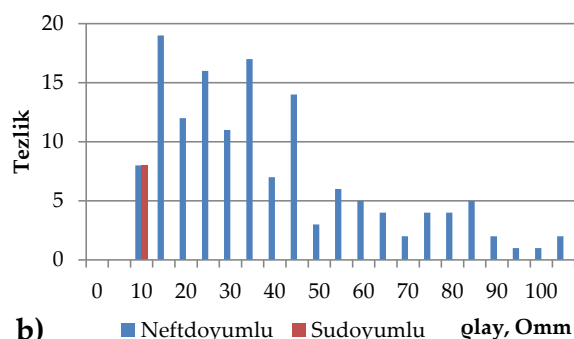
Cədvəl 1

Məhsuldar qat lay dəstələri üzrə kollektor xüsusiyyətləri

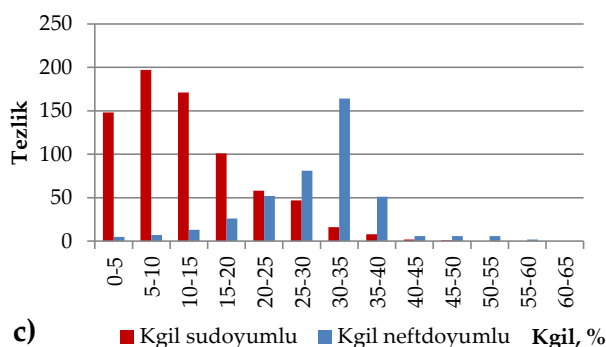
Lay dəstə	Parametrlər	I blok			II blok			IV blok			Yataq üzrə		
		Təyinin sayı	Dəyişmə həddi	Orta qiymət	Təyinin sayı	Dəyişmə həddi	Orta qiymət	Təyinin sayı	Dəyişmə həddi	Orta qiymət	Təyinin sayı	Dəyişmə həddi	Orta qiymət
$QD_{üst}$	Gillilik, %	13	20.9-45.8	35.5	9	27.1-44.4	37.6				22	20.9-45.8	36.4
	Karbonatlılıq, %				2	8.6-11.3	10				2	8.6-11.3	10
	Məsaməlik, %	13	19.5-32.6	27	9	24.6-32.8	28				22	19.5-32.8	27
	Keçiricilik, $\text{mkm}^2 \times 10^{-3}$	7	9-337	75							7	9-337	75
QD_{alt}	Gillilik, %	30	5.4-48.4	33.7	24	9.4-48.9	37.9	11	9.7-46.2	35.2	65	5.4-48.9	35.5
	Karbonatlılıq, %				4	7.6-10.4	9.3	2	5.0-7.5	6.3	6	5.0-10.4	8.3
	Məsaməlik, %	30	16.9-33.8	27	22	14.4-33.2	25	13	18.7-32.7	26	65	14.4-33.8	26
	Keçiricilik, $\text{mkm}^2 \times 10^{-3}$	13	10-637	123							13	10-637	123
QA	Gillilik, %	25	5.5-45.8	21.1	21	7.9-43.4	26.9	16	6.5-40.7	22.2	62	5.5-45.8	23.3
	Karbonatlılıq, %	9	5-10.1	8	9	4-10.4	6.2	13	3-13.4	7.3	31	3-13.4	7.2
	Məsaməlik, %	24	17.2-34.6	29.6	17	11.4-33.1	26	4	19-34.7	28.3	45	11.4-34.7	28
	Keçiricilik, $\text{mkm}^2 \times 10^{-3}$	5	46-360	163	2	82-183	133	1	98	98	8	46-360	147



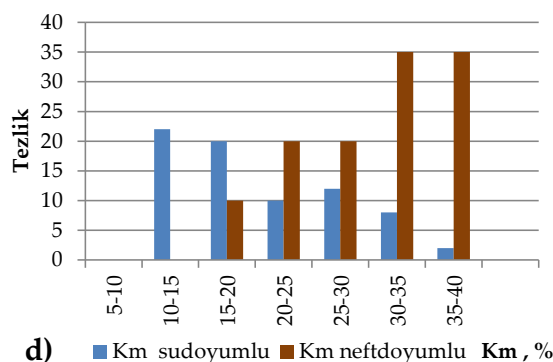
a) Sudoyumlu Neftdoymumlu Ksq, %



b) Neftdoymumlu Sudoyumlu qalay, Omm



c) Kgil sudoyumlu Kgil neftdoymumlu Kgil, %



d) Km sudoyumlu Km neftdoymumlu Km, %

Şək. 1. Pirallahı adası yatağında lay paürametrələrin paylanma histqramları

qumlar və alevritlər üstünlük təşkil edir. Pis çeşidlənmiş süxurlar burada daha geniş yayılmışdır. Kollektor süxurların median diametri, çeşidlənmə və asimetriya əmsalları uyğun olaraq 0.04-0.12 mm; 2.0-4.1 və 0.3-0.9 intervalları daxilində dəyişir. Onların orta qiymətləri uyğun olaraq 0.08; 2.9 və 0.6 təşkil edir. Süxurların karbonatlılığı və məsaməliliyi 3.0-47.9 % və 6.8-34.6 % intervalları daxilində dəyişir. Karbonatlılıq əksər hallarda 8 %-dən aşağıdır. Məsaməlik isə əksər hallarda yüksək olub 27 %-dən artıqdır. Ona görə də təbii olaraq keçiricilik nisbətən yüksəkdir. Tədqiq olunmuş 8 nümunənin nəticələrinə görə onun qiyməti $(46-360) \cdot 10^{-15} \text{m}^2$ intervalı daxilində dəyişir (orta qiyməti $192.3 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$ -dir).

QD lay dəstəsi xırda dənəli boz və qonur qumların, gillərin növbələşməsindən ibarətdir. Tez-tez bərk və ya boş qumdaşı laycılarına rast gəlinir. Süxur nümunələrinin təhlilinə əsasən QD lay dəstəsində gilli fraksiyanın miqdarı 5.4-dən 48.9 %-ə qədər dəyişir. Qumlu-alevritli süxurların karbonatlılığı 5-10 % hüdudunda dəyişir.

Karotaj məlumatlarının təhlili göstərir ki, əsas istismar obyektı olan QD və QA lay dəstələri litoloji cəhətdən qum, qumdaşı və gillərin növbələşməsindən ibarətdir. Bu laylardan bəziləri yaxşı çeşidlənmiş, təmiz qumlu laylardan ibarətdir. Bununla yanaşı, kəsilişdə nazik qalınlıqlı qumlu-gilli layların növbələşməsindən ibarət təbəqələrə də rast gəlinir. Bu lay dəstələri daxilində kollektorluq xüsusiyyətləri pisləşir.

Pirallahı adası yatağında əsas lay göstəricisi parametrlərinin dəyişmə xüsusiyyətlərini təhlil etmək məqsədilə QGT məlumatlarından istifadə olunaraq hər bir quyuda QD və QA lay dəstələri üzrə kollektorluq xüsusiyyətləri ilə səciyyələnən laylar seçilmiş, onların məsaməliliyi, gilliliyi, keçiriciliyi təyin edilmişdir. Bundan sonra ayrı-ayrı quyular üzrə qeyd edilən parametrlərin orta çəki qiymətləri müəyyənləşdirilmiş və paylanma qrafikləri qurulmuşdur.

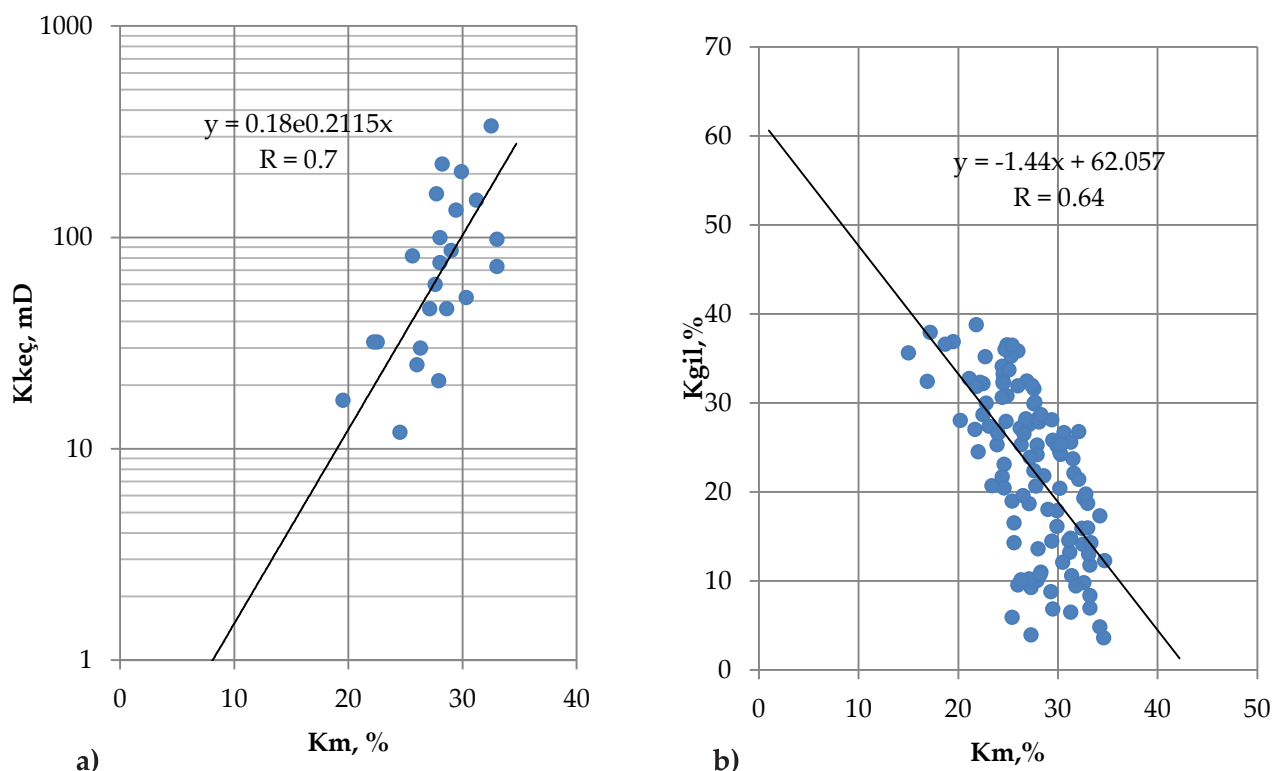
Yerinə yetirilmiş tədqiqatlar əsasında süxurların xüsusi müqavimətlərinin $\rho_{\text{süxur}}$ məsaməliyin ($K_{\text{məs}}$), gillilik (K_{gil}) və neftlə doyma (K_{neft}) əmsallarının sulu və neftli laylar üçün paylanma qrafikləri qurulmuş, onların dəyişmə intervalları tədqiq edilmişdir (şək. 1). Bu məqsədlə QGT-ya görə interpretasiya nəticələri və perforasiya sınaq işlərinin nəticələri birgə təhlil olunmuş, sudoyumlu və neftdoymumlu kollektor laylar üçün müqayisəli təhlil aparılmışdır. Tədqiqat sahəsində neftli layların xüsusi müqaviməti geniş intervalda 10-90 Om-m arasında dəyişir. Lay dəstələrində 10 Om-m-dən yüksək qiymətlə xarakterizə olan laylar qumlu neftdoymumlu kollektorlardır. Sulu layların müqaviməti 8 Om-m-dən kiçikdir. Sahədə neftli laylar üçün 15-45 Om-m

qiymətləri üstünlük təşkil edir. 8÷10 Om-m intervalı arasında olan laylar qeyri-müəyyənlik zonasına aid edilir (şək. 1a). Belə müqavimətlə xarakterizə olunan laylar həm neftli, həm də sulu ola bilər. Neftlə doyma əmsalı neftli laylar üçün 0.45÷0.8 v.h., sulu laylar üçün isə, 0.15÷0.5 v.h. təşkil edir. Bu parametrlər üçün 0.45÷0.55 v.h. qiymətləri qeyri-müəyyənlik intervalı təşkil edir (şək. 1b). QGT məlumatları əsasında hazırlanmış rəylər və perforasiya sınaq işlərinin nəticələrinin qarşılıqlı müqayisəsi göstərmişdir ki, neftlə doyma əmsalı bu intervalda dəyişən kollektorlardan bəzi hallarda neft, bəzən isə su alınmışdır. Təhlillər göstərir ki, belə layların fərz olunan xüsusi müqaviməti də yataq üzrə ümumi qəbul olunmuş meyarlardan fərqlənir. QD və QA lay dəstələri üçün məsaməliyin paylanması da təhlil olunmuşdur. Qeyd etmək lazımdır ki, Pirallahı adası yatağında sözügedən lay dəstələri üçün məsaməlik əmsalı 10-40 % intervalında dəyişir. Bununla belə, məsaməliyin nisbətən kiçik qiymətlərində (10-15 %) sulu laylar çoxluq təşkil edir. Məsaməliyin qiyməti artdıqca neftli layların üstünlük təşkil etməsi müşahidə olunur (şək. 1c). Bu əlamət məsaməliyin

nisbətən böyük qiymətlərində layların tərkibində gillilik faizinin kəskin azalmasına dəlalət edir. Qeyd olunanları gillilik əmsalının dəyişmə histoqramı da təsdiqləyir (şək. 1d). Histoqramdan da göründüyü kimi, tədqiqə cəlb olunmuş layların gilliliyi 5-55 % arasında dəyişir. Gilliliyin nisbətən kiçik qiymətlərində neftli laylar, daha böyük qiymətlərində isə sulu laylar üstünlük təşkil edir.

Pirallahı adası sahəsində layların süzülmə-tutum xüsusiyyətlərini xarakterizə edən parametrlər arasında korrelyasiya əlaqələri araşdırılmış, müvafiq qrafiklər qurulmuş və reqressiya tənlikləri çıxarılmışdır. Keçiriciliyin məsaməlilikdən dəyişməsinə araşdırmaq üçün bu parametrlər arasında asılılıq qurulmuşdur. Aparılmış riyazi-statistik təhlillər əsasında müəyyən edilmişdir ki, QD və QA lay dəstələri üzrə keçiriciliyin məsaməlilikdən asılılığı reqressiya əmsalı $R=0.7$ olmaqla $K_{keç}=0.21+0.18\ln K_{mas}$ tənliyi ilə xarakterizə olunur. Məsaməliliyin kiçik qiymətlərində

($K_{mas}=10-11\%$) keçiriciliyin də qiyməti azalır. Məsaməliliyin nisbətən böyük ($K\geq 20-25\%$) qiymətlərində keçiriciliyin qiyməti də artır (şək. 2a). Bu



Şək. 2. $K_{keç}=f(K_m)$ və $K_m=f(K_{gil})$ asılılıqları

uyğunluq keçiriciliyin sahə boyu dəyişməsində də müşahidə olunur. Belə ki, sahənin şimal-qərbində keçiriciliyin qiyməti $100 \div 200 \cdot 10^{-3} \text{ mkm}^2$ -dən cənub-şərqə doğru getdikcə artır. Şimal-qərbdə bəzi quyuların ətrafında lokal şəkildə keçiriciliyin qiyməti $400 \div 500 \cdot 10^{-3} \text{ mkm}^2$ təşkil etsə də ümumi qanunauyğunluq saxlanılır.

Yataqda kern materiallarının təhlili nəticəsinə əsasən təyin olunmuş parametrlər arasında korrelyasiya əlaqələrini müəyyənləşdirmək məqsədilə alınmış nəticələr sistemləşdirilmiş və riyazi-statistik təhlillər aparılmışdır.

Belə ki, Pirallahı adası yatağında QGT materiallarına əsasən süzülmə-tutum xüsusiyyətlərinin təyin edilməsi üçün $K_{\text{keç}}-K_m$ və $K_{\text{gil}}-K_m$ parametrlər arasında asılılıqlar müəyyənləşdirilmişdir. Belə ki, kern məlumatlarına görə nisbətən kiçik ($d < 0.1 \text{ mm}$) diametrli fraksiyaların üstünlük təşkil etdiyi

süxur nümunələrdə gillilik əmsalı (C_{gil}) yüksək, məsaməlilik və keçiricilik əmsalları isə aşağı qiymətlərlə xarakterizə olunur. Əksinə, böyük ($d > 0.1 \text{ mm}$) diametrli fraksiyaların üstünlük təşkil etdiyi intervallarda gillilik əmsalı aşağı, məsaməlilik və keçiricilik əmsalları isə yüksək qiymətlər alır.

Pirallahı adası yatağında məsaməlik və gilliliyin mütənasiblik təşkil etdiyini göstərir. Məsaməlik və gillilik arasında asılılığı müəyyənləşdirmək məqsədilə asılılıq qrafiki qurulmuşdur (şək. 2b). Qrafikdən də göründüyü kimi, məsaməliyin gillilikdən asılı dəyişməsi xətti tənliklə xarakterizə olunur. Məsaməliyin nisbətən kiçik qiymətlərində (5-15 %), gilliliyin böyük (45-50 %) qiymətləri müşahidə olunur, əksinə məsaməlik artdıqca gillilik azalır. Kollektor xüsusiyyətlərini ifadə edən kəmiyyətlər arasındakı asılılıqlar reqressiya tənlikləri ilə ifadə olunmuşdur.

Nəticə

Əsas lay göstəriciləri parametrlərinin sərhəd qiymətlərinin və paylanma intervallarını riyazi-statistik üsullarla təyin etmək üçün yeni alqoritmlər işlənilib hazırlanmış və emal proqram paketi yaradılmışdır. Bu alqoritmlərin köməyi ilə yerinə yetirilən əməliyyatlar aşağıdakı ardıcılıqla aparılmışdır:

- Neftli-qazlı və sulu laylar üzrə əsas lay göstərici parametrlərinin dəyişməsinin kəmiyyət qanunauyğunluqları müəyyənləşdirilmişdir;
- Hesablanmış parametrlərin etibarlılığının qiymətləndirilməsi və nəticələrin lazımı dəqiqliklə alınması üçün zəruri və kafi məlumatların miqdarı təyin edilmişdir;
- Faktiki məlumatlar sistemləşdirilmiş, seçilmiş laylar kollektor xüsusiyyətlərinə və doyma xarakterinə görə sinifləşdirilmişdir;
- Neftli-qazlı layların aid olduğu geoloji kəsiliş haqqında məlumatlar ümumiləşdirilmişdir. Alınmış nəticələr əsasında yataq üzrə ümumi meyarlar müəyyənləşdirilmiş və əsas lay göstəriciləri parametrləri arasında çoxölçülü korrelyasiya əlaqələri qurulmuşdur.

Beləliklə, Pirallahı adası yatağında kollektorların süzülmə-tutum xüsusiyyətlərinin lateral və şaquli istiqamətdə dəyişməsinin təhlili göstərir ki, bu parametrlər sahə və kəsiliş boyu dəyişir. Eyni zamanda ayrı-ayrı tektonik bloklarda məsaməlilik və keçiriciliyin qiymətləri bir-birindən fərqlənir. Cənub-şərq istiqamətində dərinliyin artmasına baxmayaraq, burada QD və QA lay dəstələri üzrə süxurların kollektorluq xüsusiyyətləri yaxşılaşır.

Son illərdə Pirallahı adası yatağı və onun yaxın ətrafında aparılmış axtarış-qazıma və geofiziki-kəşfiyyat işlərinin nəticələri bu sahədə hələ kifayət qədər karbohidrogen ehtiyatının olmasını göstərmişdir. Qeyd olunanları nəzərə alaraq, Pirallahı adası yatağında optimal quyu şəbəkəsini seçməklə, yeni quyuların qazılması və mənimsəmə işlərinin optimal variantda davam etdirilməsi məqsədəuyğundur.

Ədəbiyyat

1. Cəfərov, R. R., Hacıyev, S. S. (2012). İşlənmənin son mərhələsində olan yataqlarda yeni tektonik blokların və stratigrafik kəsilişlərin aşkar edilməsinə dair (Darvin bankası və Pirallahi yataqları təmsalında). *Azərbaycan Neft Təsərrüfatı jurnalı*, 9, 5-10.
2. Джафаров, Р. Р., Гаджиев, С. С., Ибрагимов, Ф. С. (2011). О распространении калинской свиты в пределах северо-западной части Апшеронского архипелага и перспективы ее нефтегазоносности. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-26.
3. Шихова, Л. Ф. (2017). Литолого-фациальные модели залежей нефти месторождения Пираллахи по данным геофизических исследований скважин. *Геофизический журнал*, 39(2).
4. Qənbərov, Y. H., Şəkərov, H. İ. (2009). Azərbaycanın neft-qaz yataqları üzrə sorğu məlumat kitabının nəşrə hazırlanması. Mövzu üzrə hesabat. *Bakı: NQETLİ*.
5. Mehdiyev, Ü. Ş., Xeyirov, M. B. (2007). Abşeron neftli-qazlı vilayəti Qala və Qırmakı altı lay dəstələri süxurlarının litoloji-petroqrafik xüsusiyyətləri və kollektor xassələri. *Bakı*.
6. Mehdiyev, Ü. Ş., Xeyirov, M. B. (2008). Abşeron neftli-qazlı rayonu Qırmakı və Qırmakıüstü lay dəstələri süxurlarının litoloji-petroqrafik xüsusiyyətləri və kollektor xassələri. *Bakı*.
7. İsgəndərov, M. M. (2019). Pirallahi adası yatağında QGT (İNNK və s.) məlumatlarının kompleks təhlilinə əsasən Qırmakı və Qırmakıaltı lay dəstələrində cari neftqazdoyumluluğun sahə üzrə öyrənilməsi. Mövzu üzrə hesabat. *Bakı: NQETLİ*.
8. Итенберг, С. С. (1987). Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. *Москва: Недра*.

References

1. Jafarov, R. R., Hacıyev, S. S. (2012). About discovery of new tectonic blocks and stratigraphic sections in the fields under the final stage of development (The example of Darvin bank and Pirallahi island fields). *Azerbaijan Oil Industry*, 9, 5-10.
2. Jafarov, R. R., Hacıyev, S. S., Ibrahimov, F. S. (2011). Presence of Qala layer group in the north-western part of the Absheron Archipelago and prospects of its oil and gas bearing capacity. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-26.
3. Shihova, L. F. (2017). Litologo-facial'nye modeli zalezhej nefti mestorozhdeniya Pirallahi po dannym geofizicheskix issledovaniy skvazhin. *Geofizicheskij zhurnal*, 39(2).
4. Qenberov, Y. H., Shekerov, H. I. (2009). Azerbaijanın neft-qaz yataqları üzrə sorğu məlumat kitabının nəşrə hazırlanması. Mövzu üzrə hesabat. *Bakı: NQETLİ*.
5. Mehdiyev, U. Sh., Xeyirov, M. B. (2007). Absheron neftli-qazlı vilayeti Qala və Qırmakı altı lay desteleri suxurlarının litoloji-petroqrafik xüsusiyyətləri və kollektor xasseleri. *Bakı*.
6. Mehdiyev, U. Sh., Xeyirov, M. B. (2008). Absheron neftli-qazlı rayonu Qırmakı və Qırmakıüstü lay desteleri suxurlarının litoloji-petroqrafik xüsusiyyətləri və kollektor xasseleri. *Bakı*.
7. Isgenderov, M. M. (2019). Pirallahi adası yatagında QGT (INNK ve s.) məlumatlarının kompleks təhliline əsasən Qırmakı və Qırmakıaltı lay desəəərində cari neftqazdoyumluluğun sahe üzrə oyrenilmesi. Mövzu üzrə hesabat. *Bakı: NQETLİ*.
8. Itenberg, S. S. (1987). Interpretaciya rezul'tatov geofizicheskix issledovaniy skvazhin. *Moskva: Nedra*.

**Pirallahı adası yatağında Qırmakı və Qırmakıaltı lay dəstələrinin
əsas lay göstəricisi parametrlərinin dəyişmə xüsusiyyətləri****H.İ. Şəkərov, M.M. İsgəndərov, A.H. Abuzərova, Y.H. Kərimova, Ə.S. Hümətov***SOCAR "Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu***Xülasə**

Pirallahı adası yatağında əsas lay göstəricisi parametrlərinin sahə və dərinlik boyu dəyişməsinə təhlil etmək məqsədilə kern və QGT məlumatlarının interpretasiya nəticələrindən istifadə olunmuşdur. Bu məqsədlə sahədə qazılmış quyularda aparılmış mədən-geofiziki və kern təhlili nəticələri toplanaraq təhlil olunmuşdur. Yataqda aparılmış kompleks quyu geofiziki tədqiqat məlumatlarının interpretasiya nəticələri və kern materiallarının analiz nəticələri sistemləşdirilmiş və riyazi-statistik təhlillər aparılmışdır. Hər bir quyu kəsilişində QD və QA lay dəstələri üzrə kollektorluq xüsusiyyətləri ilə səciyyələnən laylar seçilmiş, onların məsaməliliyi, gilliliyi, neftqaz doyumluluğu, keçiriciliyi təyin edilmişdir. Ayrı-ayrı quyular üzrə qeyd edilən parametrlərin orta çəki qiymətləri müəyyənləşdirilmiş və paylanma qrafikləri tərtib edilmişdir. Süzülmə-tutum xüsusiyyətlərini əks etdirən lay parametrləri arasında korrelyasiya əlaqələri müəyyənləşdirilmiş və asılılıqlar qurulmuşdur. QD və QA lay dəstələri üzrə süzülmə-tutum xüsusiyyətlərini xarakterizə - məsaməlilik və gillilik arasında, məsaməlilik və keçiricilik arasında asılılıq qrafikləri qurulmuşdur.

Aparılmış tədqiqatlar nəticəsində, Pirallahı adası yatağı uzun müddət istismarda olmasına baxmayaraq QD və QA lay dəstələri üzrə QGT-nin interpretasiya nəticələrinə əsasən seçilmiş kollektor layların süzülmə-tutum xüsusiyyətlərinin yüksək olduğunun və bu da yatağın karbohidrogen ehtiyatlarının tükənmədiyinə dəlalət edir. Bununla əlaqədar, Pirallahı adası yatağında optimal quyu şəbəkəsini seçməklə, yeni quyuların qazılması və mənimsəmə işlərinin optimal variantda davam etdirilməsi məqsədəuyğundur.

Açar sözlər: quyuların geofiziki tədqiqi, kollektor laylar, interpretasiya, lay parametrləri

**Особенности изменения основных пластовых параметров
отложений КС и ПК свит на месторождении Пираллахи адасы****Х.И. Шекеров, М.М. Искендеров, А.Х. Абузарова, Е.Н. Керимова, А.С. Гумбатов***НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан***Реферат**

С целью анализа изменения параметров основных пластовых параметров по площади и глубине на месторождении Пираллахи адасы были использованы результаты интерпретации данных керна и ГИС. Для этого были собраны и проанализированы материалы промыслово-геофизических исследований скважин и результаты анализа керна по площади. Систематизированы результаты интерпретации данных комплексных геофизических исследований скважин проведенных на месторождении и результаты анализа материалов керна, проведен статистический анализ. В разрезе каждой скважины были выделены пласты-коллектора, характеризующиеся коллекторскими свойствами по свитам КС и ПК, определена их пористость, глинистость, нефтегазонасыщенность, проницаемость. Рассчитаны средневзвешенные значения указанных параметров по отдельным скважинам и составлены графики распределения. Между параметрами фильтрационно-емкостных характеристик установлены зависимости и построены корреляционные связи. Графики зависимости построены между параметрами, характеризующими фильтрационно-емкостные характеристики, пористости и глинистости, проницаемости и пористости по пластам КС и ПК свиты.

В результате, проведенных исследований можно отметить, что месторождение Пираллахи адасы несмотря на то, что в течении длительного времени находится в эксплуатации, полученные результаты интерпретаций данных ГИС по свитам КС и ПК выделенные пласты-коллектора имеют высокие фильтрационно-емкостные характеристики, что свидетельствует о том, что запасы углеводородов месторождения не исчерпаны. Учитывая вышеизложенное, более целесообразно продолжить бурение и освоение новых скважин в оптимальном варианте выбирая оптимальную сеть скважин на месторождении Пираллахи адасы.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин; пласты коллектора; интерпретация; пластовые параметры.

НЕСТАЦИОНАРНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ТЕРМОАКТИВНОЙ
ПОЛИМЕРНОЙ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ГЛУБИННОГО
ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ

Я.А. Лятифов

SOCAR, Баку, Азербайджан

Non-stationary effect of thermoactive polymer composition for deep leveling of filtration profile

Y.A. Latifov

SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

A new technology has been developed to stimulate a reservoir making use of a thermoactive polymer composition. The cyclic injection of the reagent allows you to change the direction, speed of flow, create non-stationary waveform pressure. Under the influence of shifts of positive and negative pressure drops in the formation occurs redistribution of formation fluids, reduction of capillary pressures and the presence of a working agent in oil-saturated low-permeability zone. It has been experimentally established that with a non-stationary effect of the proposed composition, the filtration profile is levelled due to the deep penetration of the composition into the formation and an increase in the residual resistance factor of high water cut zones. Experimentally determined growth coefficient of displacement for stratified heterogeneous formation with overflows reaches 19.5 %.

KEYWORDS

Thermoactive polymer composition;
non-stationary action;
flow, capillary pressure;
water cut zones.

e-mail: yashar.latifov@socar.az<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20210100003>

Снижение добычи нефти из скважин месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, сопровождается увеличением обводненности продукции. В этих условиях задача выравнивания профиля фильтрации в результате изоляции обводнившихся интервалов пласта и доотмыв остаточной нефти приобретает первостепенное значение.

Большинство применяемых в настоящее время композиционных составов для блокирования обводнившихся зон пласта не отличаются высокой водоизолирующей способностью, устойчивостью при пластовых давлениях и температуре, значительной продолжительностью эффекта и низкой стоимостью. Исследования, направленные на разработку высокоэффективных способов повышения охвата пласта воздействием путем изменения направления потоков и увеличения коэффициента нефтеотдачи обводненного пласта, позволят существенно повысить уровень нефтедобычи.

Приоритетными направлениями глубинного отклонения фильтрационных потоков являются

способы, основанные на применении осадкообразующих композиций, вязкоупругих и телеобразующих систем, термоактивных полимерных композиций, полимерно-дисперсных и коллоидно-дисперсных систем, микрогелей и наногелей, а также биополимеров. Применение данных технологий способствует созданию прочных барьеров при фильтрации воды, в частности они, находят свое отражение на поздней стадии разработки [1, 2].

Одной из новейших технологий выравнивания профиля фильтрации является проникновение в глубинные зоны пласта термогелевых полимеров (THR-Thermogels). Полимеры превращаются в гель, достигая критической температуры, температура гелеобразования варьирует в пределах 25-85 °C [3, 4]. Разновидностью технологии THR является технология BrightWater (BW). [5-7]. В результате применения данного метода увеличивается нефтеотдача и уменьшается обводненность продукции. Частицы BW в пластовых условиях увеличиваются в несколько раз по сравнению с первоначальным объемом, закуп-

ривают высокопроницаемые каналы и перенаправляют закачанную воду в еще неохваченные разработкой зоны. Подобная трансформация профиля фильтрации в пласте обеспечивает поступление в добывающую скважину дополнительных углеводородных потоков.

Преимуществами использования технологии BW являются:

- Блокирование водяного потока в зонах высокой проницаемости;
- Экономия на добыче попутной с нефтью воды;
- Рост добычи нефти на 10 %;
- Возможность осуществления процесса с помощью традиционного скважинного оборудования для нагнетания химических реагентов, а также имеющихся систем для закачки воды;
- Растворимость в воде;
- Безопасность для нефтенасыщенного коллектора и окружающей среды;
- Отсутствие необходимости остановки производства.

Закачка BW - как одного из усовершенствованных методов полимерного заводнения предназначена для регулирования охвата пласта вытеснением. Возможность применения технологии зависит от следующих факторов [6]:

1. Наличия трещин в пласте;
2. Обводненности продукции (<98 %);
3. Пластовой температуры (выше 35 °C);
4. Наличия обводнившейся зоны.

Применение данной продукции, разработанной индустриальным консорциумом BP, Chevron Texaco и Nalco, началось с 1997 года. BW является относительно устойчивым при pH 7-8,5, различной минерализации воды, температуре до 95 °C. С увеличением температуры обратимые сшиватели распадаются вследствие гидролиза. В результате их частицы набухают, блокируя поровые каналы. Происходит изменение размеров частиц кросслинкеров от 0,1-1 микрон, в диаметре до 1-10 микрон под действием высокой температуры.

Первая попытка закачки BW была проведена на месторождении Minas в 2001 году, которая была не совсем удачной. Первая попытка на морском месторождении осуществлена в 2002-ом году в США (Северное море).

Коротко о механизме действия технологии BW:

Рабочий агент, применяемый в BW, состоит из нефтерастворимого термоактивного полимера, который становится активным при заводнении пластов с неоднородным распределением температурного поля. Рабочий агент поступает в

продуктивный пласт вместе с инвертированным ПАВ (дисперсант), смешанным в закачиваемой воде. Это генерирует незначительное увеличение вязкости раствора. Спустя время, после закачки водного раствора в пласт, частицы полимера под влиянием температуры расширяются, увеличивая первоначальный объем в 10 раз. В результате закачиваемая вода перенаправляется в неохваченные воздействием зоны. Если эти зоны богаты нефтью, увеличение охвата продуктивных скважин и изменение профиля движения воды в пласте ведет к получению добавочной нефти и увеличению нефтедобычи. Для каждого диапазона пластовой температуры и минерализации пластовой воды, предназначена своя модификация BW [8].

Таким образом, применение технологии BW ограничивает движение потока воды в высокопроницаемых зонах, снижает добычу воды на обводненных участках, улучшает нефтевытеснение и повышает конечный коэффициент нефтедобычи. Технологический процесс легко реализовать, так как для закачки химических агентов используется стандартное оборудование и существующая система нагнетания. Использование раствора на водяной основе не требует остановки скважин.

Использование большинства полимеров эффективно в однородной пористой среде, где нет перетоков. Как известно, перетоки жидкости в слоисто-неоднородном пласте из одного слоя в другой происходят в связи с наличием гидродинамической связи между ними. При наличии перетоков, активизация полимерного раствора в близкой окрестности скважины создает различные перепады давления между пропластками и стволом скважины. В результате этого, пластовая жидкость способна обогнуть образовавшееся полимерное препятствие, выбрав для движения путь с наименьшим сопротивлением. В зависимости от соотношения давления между пропластками, перетоки жидкости могут происходить из нижних пропластков в верхние, или наоборот.

Наличие перетоков жидкости между слоями снижает эффективность полимерного воздействия, даже несмотря на то, что для приготовления композиций, как правило, задействованы дорогостоящие мономеры или производственные процессы. Все это сильно ограничивает выбор жизнеспособных технологий.

Для ограничения водопритока к скважинам и повышения добычи нефти в слоисто-неоднородных пластах, предпочтительно применение технологически более эффективного подхода к

воздействию на пласты. В данном случае использование маловязкой нефтерастворимой жидкости, способной продвигаться глубоко в пласт и переформироваться в высоковязкую фазу, блокирующую движение пластовой воды, как можно дальше от ствола скважины, является решением поставленной задачи. В данной системе, в зависимости от концентрации входящих в состав реагентов, применяемых для снижения водопроницаемости пластовой среды, основная часть закачиваемого агента используется для создания продолжительного эффекта. Выше перечисленные свойства присущи технологиям воздействия на пласт, основанным на использовании термоактивных полимеров.

Для увеличения охвата пласта воздействием, выравнивания фронта продвижения рабочего агента и увеличения нефтеотдачи пласта за счет привлечения к разработке низкопроницаемых нефтенасыщенных участков закачку термоактивной полимерной композиции следует проводить циклически. Этот способ позволяет изменять направление, скорости потока, создавать нестационарные волнообразные давления. Под влиянием смены положительных и отрицательных перепадов давления в пласте происходит перераспределение пластовых флюидов, уменьшение

капиллярных давлений и поступление рабочего агента в нефтенасыщенные малопроницаемые зоны.

На линейных моделях были проведены лабораторные исследования по определению фактора остаточного сопротивления и вытеснения остаточной нефти с помощью композиционной смеси, состоящей из рабочего агента, дисперсанта и морской воды. Исследования проводились с пластовыми флюидами месторождения «Нефть Дашлары». Результаты показали, что для пластовых условий исследуемого горизонта наиболее подходящей добавкой к закачиваемой воде является композиция в следующем соотношении: рабочий агент 0.5 %, дисперсант -1/3 от его объема.

На экспериментальной установке (рис.1), включающей две параллельно соединенные модели пористой среды, одна из которых представляла собой модель высокопроницаемой пористой среды, а другая – низкопроницаемой, изучали влияние нестационарной закачки предложенной термоактивной полимерной композиции на фактор остаточного сопротивления. Длина моделей пористой среды составляла 1.2 метра, а диаметр 0.038 м.

Модели насыщали пластовой водой и определяли проницаемости по воде. Соотношение про-

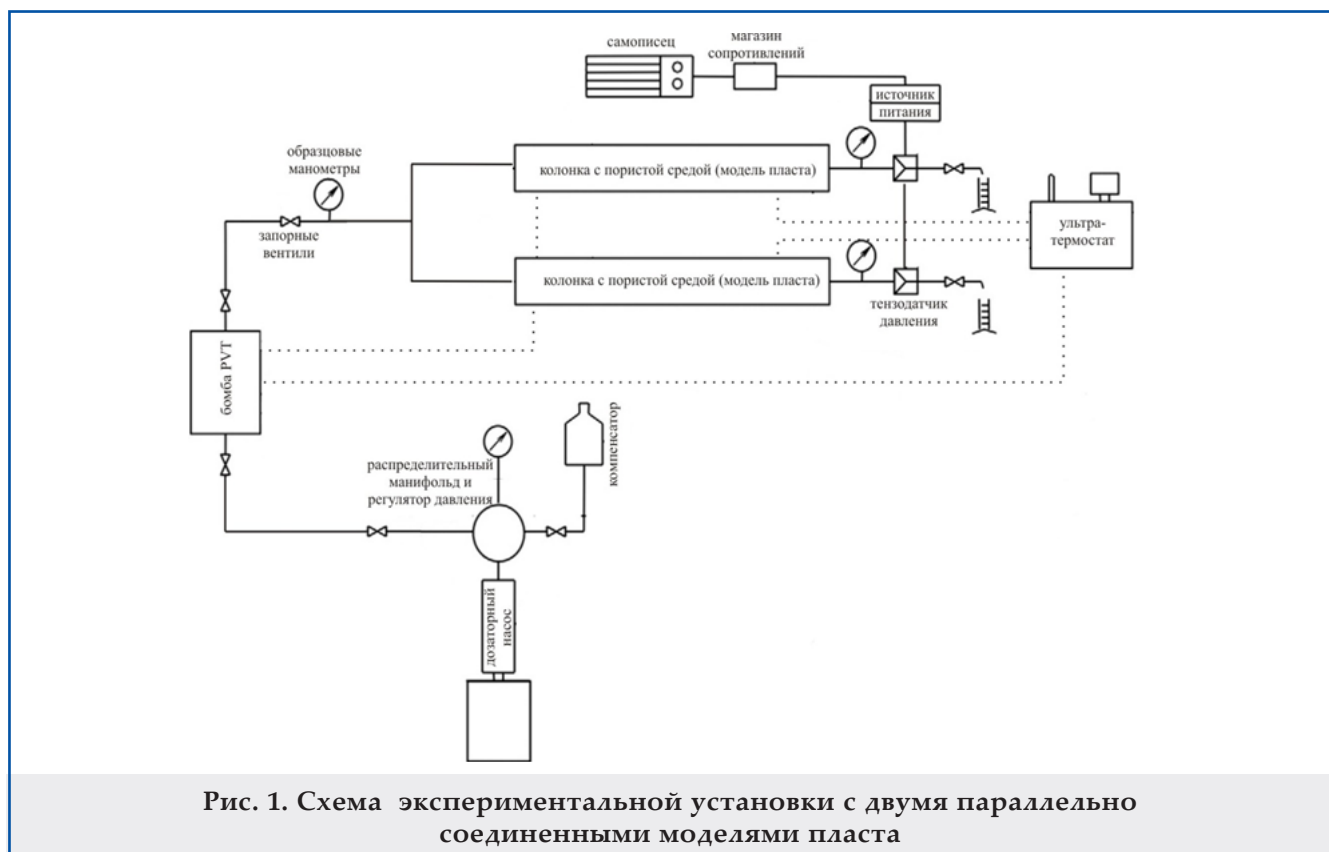


Таблица 1								
Результаты экспериментальных исследований с использованием композиционной системы								
№ опыта	Начальная проницаемость моделей, K_1 , мкм ²		Закачка термоактивных полимеров Начальная проницаемость моделей, K_1 , мкм ²	Конечная проницаемость моделей, K_2 , мкм ²		Фактор остаточного сопротивления		Соотношение проницаемостей высокопроницаемой и низкопроницаемой моделей после воздействия
	высокопроницаемой	низкопроницаемой		высокопроницаемой	низкопроницаемой	высокопроницаемой	низкопроницаемой	
1	11.36	1.42	Композиционная система (30%)	6.23	1.26	1.82	1.13	4.94
2	12.32	1.54	Композиционная система (10%) – I цикл	7.62	1.50	1.62	1.03	5.08
3			Композиционная система (10%) – II цикл	5.40	1.44	2.28	1.07	3.75
4			Композиционная система (10%) – III цикл	3.21	1.39	3.84	1.11	2.31

ницаемостей высокопроницаемой и низкопроницаемой пористых сред составляло 8:1. Далее закачивали композиционную смесь и морскую воду в три цикла. Эксперименты проводились при температуре 50 °С. Вязкость композиционной системы при температуре 50 °С составляла 2.16 мПа·с.

Первую порцию композиционной смеси, состоящей из рабочего агента 0.5%, дисперсанта -1/3 от его объема и морской воды, в количестве 10 % от объема пор, закачивали в модели при перепаде давления 0.2 МПа, затем модели закрывали на сутки. После завершения времени выдержки через модель прокачивали морскую воду и после установления режима фильтрации определяли проницаемости. При этом проницаемость высокопроницаемой модели уменьшилась, а фактор остаточного сопротивления соста-

вил 1.62. Проницаемость низкопроницаемой модели изменилась незначительно.

В следующем цикле перепад давления увеличили до 0.3 МПа и производили закачку рабочего агента в том же объеме и той же последовательности. После выдержки моделей в течение суток в закрытом состоянии вновь определялись проницаемости пористой среды по воде. Результаты приводятся в таблице 1.

Последнюю порцию композиционной смеси закачали при перепаде давления 0.4 МПа, в количестве 10% от объема пор модели. После этого модели вновь закрывают с обоих концов на сутки, а затем определяют проницаемости по воде.

Как видно из результатов экспериментов, применение композиционного состава в лабораторных условиях позволило снизить проницаемость высокопроницаемой модели в несколько раз,

Таблица 2				
Определение коэффициента вытеснения после закачки композиционной системы				
№ опыта	Степень извлечения нефти до закачки реагентов, д.ед	Закачка термоактивных полимеров	Степень извлечения нефти после закачки реагентов, д. ед.	Прирост коэффициента вытеснения, %
1	0.56	Композиционная система (30 %)	0.731	15.1
2	0.55	Композиционная система (10 %) – I цикл	0.682	13.2
		Композиционная система (10 %) – II цикл	0.734	18.4
		Композиционная система (10 %) – III цикл	0.745	19.5

соотношение проницаемостей моделей снизилось до 2.31. Это свидетельствует о значительном выравнивании профиля фильтрации при циклическом воздействии композиционной смесью. Для сравнения проводилась закачка в модели 30 % композиционной смеси в один прием (опыт №1). В этом случае эффективность процесса значительно ниже, а соотношение проницаемостей составило 4.94.

На следующем этапе моделировали слоисто-неоднородную пористую среду и исследовали процесс вытеснения нефти. Выбор слоисто-неоднородной модели с наличием проницаемых контактирующих слоев продиктован необходимостью принятия во внимание перетоков между прослойками внутри модели пористой среды.

Пористая среда состояла из кварцевого песка различных фракций. Модель насыщалась пластовой водой при постоянном перепаде давления 0.025 МПа. Эксперименты проводились при температуре 50 °С. Затем вода из пористой среды вытеснялась ньютоновской нефтью. Процесс воздействия проводили, как и в предыдущем исследовании.

В результате перераспределения давлений в пористой среде, между слоями возникают значительные перепады давления. При этом скорость распространения давления в малопроницаемом слое намного ниже и, соответственно, происходит увеличение капиллярной пропитки этого слоя. В результате этого процесса увеличивается охват малопроницаемого слоя воздействием. По завершении времени выдержки через модель продолжают прокачивать воду и определяют объем дополнительно полученной нефти. Результаты эксперимента представлены в таблице 2.

Как видно из таблицы 2, в результате нестационарной закачки композиционной смеси прирост коэффициента нефтеотдачи составил 19.5 %. Для сравнения в первом экспериментальном исследовании композиционная смесь закачивалась в один цикл при постоянном перепаде давления. При этом дополнительно было получено 15.1 % нефти.

Таким образом, нестационарная закачка композиционной системы способствует выравниванию профиля фильтрации и значительному доотмыву остаточной нефти.

Литература

1. Pritchett, J., Pacific, C., Frampton, H., et al. (2003, October). Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool. SPE-84897-MS. Presented at the *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia*.
2. Bai, B., Huang, F., Liu, Y., et al. (2008, April). Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion. SPE-113997-MS. Presented at the *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, U.S.A.*
3. Castro, R. H., Maya, G. A., Sandoval, J., et al. (2013, July). Colloidal dispersion gels (CDG) in Dina Cretaceous field: From pilot design to field implementation and performance. SPE-165273-MS. Presented at the *SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia*.
4. Al-Maamari, R. S., Al-Hashami, A. R., Al-Sharji, H. H., et al. (2015, August). Development of thermo-gels for in depth conformance control. SPE-174640-MS. Presented at the *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia*.
5. Ghaddab, F., Kaddour, K., Tesconi, M., et al. (2010, June). El Borma - bright water - tertiary method of enhanced oil recovery for a mature field. SPE-136140-MS. Presented at the *SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia*.
6. Thrasher, D. (2010). Application of bright water technology. England: BP. https://iea-eor.pttrc.ca/assets/B5_Slides.pdf.
7. Frampton, H., Denyer, P., Ohms, D.H., et al. (2009,

References

1. Pritchett, J., Pacific, C., Frampton, H., et al. (2003, October). Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool. SPE-84897-MS. Presented at the *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia*.
2. Bai, B., Huang, F., Liu, Y., et al. (2008, April). Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion. SPE-113997-MS. Presented at the *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, U.S.A.*
3. Castro, R. H., Maya, G. A., Sandoval, J., et al. (2013, July). Colloidal dispersion gels (CDG) in Dina Cretaceous field: From pilot design to field implementation and performance. SPE-165273-MS. Presented at the *SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia*.
4. Al-Maamari, R. S., Al-Hashami, A. R., Al-Sharji, H. H., et al. (2015, August). Development of thermo-gels for in depth conformance control. SPE-174640-MS. Presented at the *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia*.
5. Ghaddab, F., Kaddour, K., Tesconi, M., et al. (2010, June). El Borma - bright water - tertiary method of enhanced oil recovery for a mature field. SPE-136140-MS. Presented at the *SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia*.
6. Thrasher, D. (2010). Application of bright water technology. England: BP. https://iea-eor.pttrc.ca/assets/B5_Slides.pdf.
7. Frampton, H., Denyer, P., Ohms, D.H., et al. (2009,

April). Bright Water' sweep improvement from the lab to the field. Presented at the 15th European Symposium on Improved Oil Recovery, Paris, France.

8. Сулейманов, Б.А., Лятифов, Я.А., Ибрагимов, Х.М., Гусейнова, Н. И. (2017). О результатах промысловых испытаний технологии повышения нефтеотдачи пласта на основе применения термоактивной полимерной композиции. *SOCAR Proceedings*, 3, 17-31

April). Bright Water' sweep improvement from the lab to the field. Presented at the 15th European Symposium on Improved Oil Recovery, Paris, France.

8. Suleimanov, B. A., Latifov, Ya. A., Ibrahimov, Kh. M., Guseinova, N. I. (2017). Field testing results of enhanced oil recovery technologies using thermoactive polymer compositions. *SOCAR Proceedings*, 3, 17-31.

Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации

Я.А. Лятифов

SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Разработана технология воздействия на нефтяную залежь с использованием термоактивной полимерной композиции. Циклическая закачка реагента позволяет изменять направление, скорости потока, создавать нестационарные волнообразные давления. Под влиянием смены положительных и отрицательных перепадов давления в пласте происходит перераспределение пластовых флюидов, уменьшение капиллярных давлений и поступление рабочего агента в нефтенасыщенные малопроницаемые зоны. Экспериментально установлено, что при нестационарном воздействии предложенной композицией происходит выравнивание профиля фильтрации за счет глубинного проникновения композиции в пласт и увеличения фактора остаточного сопротивления высокообводненных зон. Экспериментально определенный прирост коэффициента вытеснения для слоисто-неоднородных пластов с наличием перетоков достигает 19.5 %.

Ключевые слова: термоактивная полимерная композиция; нестационарное воздействие; поток; капиллярное давление; обводненные зоны.

Süzülmə profilinin dərinlikdə hamarlaşdırılması üçün termoaktiv polimer kompozisiya ilə qeyri-stasionar təsir

Y.A. Lətifov

SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Neft yataqlarına termoaktiv polimer kompozisiyasının istifadəsi ilə təsir texnologiyası işlənmişdir. Reaktivin dövri vurulması axın istiqamətini, sürətini dəyişdirməyə, qeyri-stasionar dalğavari təzyiqlər yaratmağa imkan verir. Müsbət və mənfi təzyiq enmələrinin əvəzlənməsinin təsiri altında layda lay sularının yerdəyişmələri, kapilyar təzyiqlərin azalması və işçi agentin neftlə doymuş aşağı keçiricilikli zonalarə nüfuz etməsi baş verir. Təklif olunan kompozisiya ilə qeyri-stasionar təsir zamanı kompozisiyanın laya dərinədən nüfuz etməsi və yüksək sulaşmış zonaların qalıq müqavimət əmsalının artması hesabına süzülmə profilinin hamarlanması eksperimentlər vasitəsilə müəyyən edilmişdir. Axınlar olan təbəqəli qeyri-bircins laylar üçün sıxışdırma əmsalının eksperimental olaraq müəyyən edilmiş artımı 19.5 % təşkil edir.

Açar sözlər: termoaktiv polimer kompozisiya; qeyri-stasionar təsir; axın; kapilyar təzyiq; sulaşmış zonalar.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОЛОГИЧЕСКИ АКТИВНЫХ
РАГЕНТОВ В МЕТОДАХ ИНТЕНСИФИКАЦИИ
ДОБЫЧИ НЕФТИ

С.Дж. Рзаева

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

The use of biologically active agents in the methods of intensification of oil production

S.J. Rzaeva

"OilGasScientificResearchProjekt" Institute, Socar, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

To increase the efficiency of microbiological methods, a method is proposed to enhance oil recovery by pumping activated sludge with the addition of 10-15 % hydrocarbon-alkaline waste, which includes organic compounds that provide additional nutrition for activated sludge microorganisms. It was revealed that the addition of hydrocarbon-alkaline waste to activated sludge promotes an increase in the pH medium and a decrease in surface tension. It has been experimentally established that when activated sludge is injected with the addition of 10-15 % of hydrocarbon-alkaline waste, the adaptation time of microorganisms decreases, the volume of generated gas increases, and the increase in the displacement coefficient reaches 19 %.

e-mail: rsabina73@mail.ru<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20210100004>

KEYWORDS

Microbiological impact;
oil recovery;
adaptation time;
gas formation;
reservoir model;
displacement factor.

Повышение степени извлечения нефти из недр за счет совершенствования существующих и создания новых технологических процессов воздействия на пласты является важнейшей задачей увеличения нефтеотдачи. В последние годы основное внимание уделяется повышению эффективности методов путем удешевления реагентов и генерации нефтевытесняющих агентов непосредственно в пласте. В этой связи microbiological методы воздействия на пласт, в которых используются побочные продукты производства и достигается одновременное комплексное воздействие нескольких механизмов вытеснения нефти, являются приоритетным направлением интенсификации добычи нефти.

Биотехнологии повышения нефтеотдачи пластов разделяются на две группы. Первая группа включает методы, основанные на закачке в пласт продуктов, получаемых с помощью микробной биотехнологии на поверхности земли. Ко второй группе относятся методы, базирующиеся на получении тех же вытесняющих агентов при развитии microbiological процессов непосредственно в пласте [1-3]. Предпочтительной представляется вторая группа методов, решающая комплекс технологических задач, таких как:

- microbiological заводнение пластов с вводом только питания (питательное заводнение) и композиции питательной среды с микроорганизмами;

- microbiological деградация нефти с целью ее вытеснения;

- добыча тяжелых нефтей и битумов;

- избирательная закупорка высокопроницаемых зон пласта с целью увеличения охвата заводнением и их различные комбинации;

- очистка призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин с целью увеличения притока и приемистости.

При microbiological воздействии на начальных этапах разложения органических веществ в пласте ведущая роль принадлежит аэробным микроорганизмам, в том числе углеводородоксилирующим, которые способны разлагать углеводороды, углеводы и другие органические соединения и «перерабатывать» их в компоненты микробной клетки. Одновременно в процессе разложения микроорганизмы выделяют в окружающую среду продукты окисления – спирты, кислоты и другие соединения. Последующие этапы разложения органических соединений связаны, в основном, с активностью анаэробных

микроорганизмов и образованием газов.

Начиная с середины 80-х годов на месторождениях Азербайджана внедряются различные модификации биотехнологий повышения нефтеотдачи, использующие различные отходы производства [4, 5]. Широкое применение нашел способ закачки композиции активного ила и молочной сыворотки. Активный ил (АИ), используемый в качестве источника микроорганизмов, является отходом Говсанинской аэростанции, получаемым в результате очистки производственных и бытовых сточных вод. Молочная сыворотка (МС) – побочный продукт молочно-кислого производства, содержит все необходимые элементы питания для различных групп микроорганизмов. Как показывает практика, использование отходов производства взамен недоступных и дорогостоящих химических реагентов является перспективным направлением воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи. Использование малоценных и ресурсосберегающих отходов, имеющих неограниченные ресурсы, повышает эффективность метода, а также решается проблема утилизации и улучшения экологической обстановки разрабатываемых месторождений.

Экспериментальные исследования и обсуждение результатов

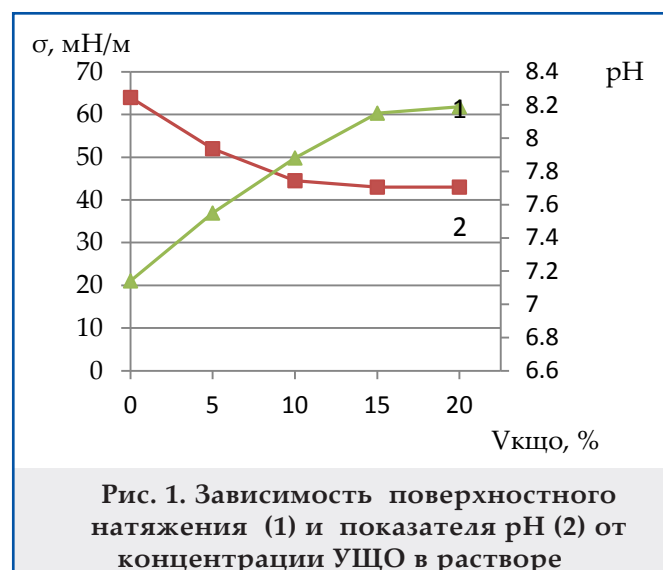
Как показали экспериментальные и практические исследования, технология воздействия на пласт композицией, включающей молочную сыворотку и активный ил дает достаточно высокие результаты. Однако кислая среда молочной сыворотки (рН 4-5) негативно влияет на скорость развития и размножения микроорганизмов. Для ускорения процессов метаболизма в качестве

питательной среды мы использовали реагент с высоким водородным показателем.

Для повышения эффективности микробиологических методов воздействия на пласт и поиска более дешевой по сравнению с молочной сывороткой питательной среды для микроорганизмов активного ила, в лабораторных условиях проводились исследования с использованием углеводородно-щелочного отхода (рН=9.2). В состав углеводородно-щелочного отхода (УЩО), побочного продукта Бакинского нефтеперерабатывающего завода им. Г. Алиева, входит керосин-лигроиновая фракция (6.3-7.0 %), соли нафтенных кислот (4.5-5.0 %), масла (1.8-2.5 %) и вода (остальное). Наличие солей нафтенных кислот в составе композиции способствует снижению поверхностного натяжения. Легкоусвояемые органические соединения углеводородно-щелочного отхода, составляющие 13-15 % общего объема, обеспечивают питательными веществами микроорганизмы активного ила и предотвращается резкое окисление среды.

На основе лабораторных исследований установлено, что когда в составе культуральных жидкостей недостаточный объем биологически активных реагентов для введенных в пласт нефтеокисляющих микроорганизмов, субстратом для них служит углеводороды пластовой нефти. Учитывая это разработана технология, основанная на закачке в пласт композиции, включающую углеводородно-щелочной отход, в состав которой входят 13-15 % органических соединений. При добавке углеводородно-щелочного отхода скорость развития и размножения микроорганизмов увеличивается.

На основе результатов исследований разработан способ повышения нефтеотдачи пласта, заключающийся в закачке в пласт композиции, состоящей из активного ила с добавкой 10-15 % углеводородно-щелочного отхода [6]. В результате воздействия образуются продукты жизнедеятельности микроорганизмов: газы, органические кислоты, спирты, биопАВы, биополимеры и др. Генерация указанных соединений создает оптимальные условия для протекания дальнейших микробиологических процессов в пласте. Образованные нефтewытесняющие агенты способствуют уменьшению межфазного натяжения, растворению карбонатных цементирующих пород и разложению тяжелых компонентов нефти, улучшают смачиваемость пород и т.д. Все эти процессы в совокупности увеличивают нефтеотдачу пласта. Неограниченные ресурсы и дешевизна используемых реагентов - активного ила и углеводородно-щелочного отхода повыша-



ют эффективность предложенного способа.

Эффективность способа подтверждена результатами лабораторных исследований. Влияние добавки различной концентрации углеводородно-щелочного отхода к активному илу на pH и поверхностное натяжение смеси на границе с воздухом показано на рис.1.

Как видно из рисунка, с увеличением концентрации углеводородно-щелочного отхода в активном иле, значение поверхностного натяжения снижается с 63.8 до 44.5 мН/м. А значение показателя pH с увеличением концентрации УЩО увеличивается с 7.1 до 8.2. При значении концентрации УЩО выше 15 % значение поверхностного натяжения и pH почти не изменяется.

В лабораторных условиях на аппарате Зонгена изучен процесс газообразования смеси пластовых флюидов с добавкой биореагентов. В колбы заполнялись 40 мл нефти, 200 мл пластовой воды, 150 мл активного ила и различные концентрации углеводородно-щелочного отхода. Для сравнения в первые две контрольные колбы углеводородно-щелочной отход не добавляется, исследование проводится с активным илом и композицией активного ила и молочной сыворотки. Колбы герметично закрывались, образованный газ через стеклянные трубки и эластичный шланг поступал в газосборник. Эксперименты проводились в аэробных условиях, которые обеспечивались воздушной подушкой в колбе, т.е. создавались условия, близкие к условиям призабойной зоны нагнетательных скважин. Продолжительность экспериментов составляла 25 суток (табл. 1).

Как видно из таблицы, при добавке 5 % УЩО в раствор время адаптации составляет 12 суток, а количество образованного газа увеличивается до 520 мл. С повышением концентрации УЩО ускоряется процесс адаптации микроорганизмов и увеличивается объем образованного газа. При 15 % добавке УЩО время адаптации составляет 5 суток, а количество генерированного газа 1365 мл. Последующее увеличение концентрации УЩО оказывает незначительное влияние на продолжительность адаптации микроорганизмов и объем полученного газа. Таким образом, оптимальная концентрация УЩО в растворе составляет 15 %.

Увеличение газообразования композиции можно обосновать также тем, что добавка УЩО к раствору способствует увеличению pH среды, что благоприятно отражается на развитии микроорганизмов. УЩО является дополнительным питанием для углеводородокисляющих бактерий в аэробной среде призабойной зоны скважины, что также положительно влияет на жизнедеятельность микроорганизмов и, соответственно, увеличивается количество образованных продуктов нефтевытеснения.

В контрольных колбах при добавке к пластовым флюидам активного ила и композиции активного ила с молочной сывороткой газообразование составило, соответственно, 360 и 544 мл, а время адаптации 14 и 2 суток.

Влияние предложенной композиции на коэффициент вытеснения исследовалось на линейных моделях пласта. Схема экспериментальной установки показана на рисунке 2. В пористой среде,

Результаты исследования процесса газообразования

Таблица 1

№ опыта	Компоненты биосистемы	Количество добавки УЩО, %	Время адаптации, сутки	Количество образованного биогаза, мл
1	контроль: пластовая вода, нефть активный ил	-	14	360
2	контроль: пластовая вода, нефть активный ил +молочная сыворотка	-	2	544
3	пластовая вода, нефть активный ил + УЩО	5	12	520
4	пластовая вода, нефть активный ил + УЩО	10	9	1090
5	пластовая вода, нефть активный ил + УЩО	15	5	1365
6	пластовая вода, нефть активный ил + УЩО	20	4	1315

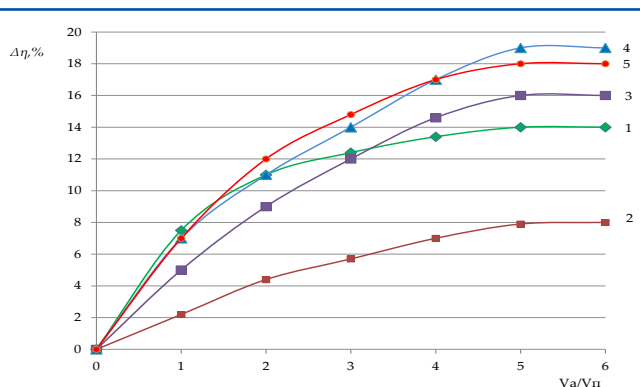


Рис. 3. Зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти от объема прокачки воды при закачке в пористую среду: 1 – МС и АИ; 2 – АИ и 5 % УЩО; 3 – АИ и 10 % УЩО; 4 – АИ и 15 % УЩО; 5 – АИ и 20 % УЩО

состоящей из кварцевого песка, после насыщения моделей пластовой водой осуществляли вытеснение воды нефтью при постоянном перепаде давления и температуре. В дальнейшем для создания моделей обводненного пласта нефть вытеснялась пластовой водой. Затем в пористую среду закачивали композиции биореагентов, в первую модель закачивали композицию МС и АИ в соотношении 1:2, а в последующие – композиции АИ с добавкой, соответственно, 5, 10, 15 и 20 % УЩО и модели закрывались на период адаптации (5 суток). После завершения периода адаптации модели открывали и через них прокачивали пластовую воду. Процесс продолжали до получения на выходе чистой воды.

На рис. 3 показана зависимость коэффициента нефтевытеснения от объема закачанного рабочего агента. Как видно из рисунка, при добавке 5 % УЩО к АИ значение прироста коэффициента вытеснения составляет 8 %. (кривая 2) Увеличение количества УЩО в растворе биореагента до 10 % приводит к резкому двукратному повышению значения $\Delta\eta$ (кривая 3). При добавке 15 % УЩО к АИ прирост коэффициента вытеснения принима-

ет максимальное значение, равное 19 % (кривая 4). Такое значительное увеличение происходит также в результате резкого уменьшения поверхностного натяжения биореагента при добавке УЩО. Дальнейшее повышение количества УЩО в растворе биореагента способствует наибольшему увеличению коэффициента нефтевытеснения (15 %) при прокачке до 3х объемов пор пластовой воды (кривая 5). Однако конечный прирост коэффициента нефтевытеснения после 6-ти объемов прокачки пластовой воды достигает 18 %.

Для сравнения в первую модель закачивалась композиция МС и АИ (кривая 1). Как видно из рисунка, уже при прокачке одного объема пор воды коэффициент вытеснения достигает максимального значения. Это можно объяснить низким временем адаптации микроорганизмов к условиям среды. Но при дальнейшей прокачке воды темп увеличения коэффициента нефтевытеснения снижается и при шестикратном объеме прокачки пластовой воды значение $\Delta\eta$ составляет 14 %.

Таким образом, закачка композиции АИ с добавкой 10-15 % УЩО позволяет увеличить конечный коэффициент вытеснения нефти до 19 %.

Выводы

1. Предложен способ микробиологического повышения нефтеотдачи пласта путем закачки в качестве источника микроорганизмов - активного ила, а в качестве субстрата для них - углеводородно-щелочного отхода, в состав которого входят органические соединения, являющиеся дополнительным питанием для микроорганизмов.
2. Добавка углеводородно -щелочного отхода в композицию способствует увеличению рН среды и уменьшению поверхностного натяжения.
3. Экспериментально установлено, что при добавке 10-15 % углеводородно - щелочного отхода уменьшается время адаптации микроорганизмов, увеличивается объем образованного газа, а прирост коэффициента вытеснения достигает 19 %

Литература

1. Ke, C.-Y., Sun, W.-J., Li, Y.-B., et al. (2018). Polymer-assisted microbial enhanced oil recovery (MEOR). *Energy Fuels*, 32(5), 5885–5892.
2. Wang, X., Zhu, W., Li, H., Song, Zh. (2018). Pore-scale mechanisms of the synergistic effects between microbial cultures and chemical surfactants on oil recovery. *Energy Fuels*, 32(12), 12319–12327.
3. Ibragimov, Kh. M., Abdullayeva, F., Guseynova, N. I. (2015, November). Experience of microbial enhanced oil recovery methods at Azerbaijan fields. SPE-177377-MS. Presented at the *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition, Baku, Azerbaijan*.
4. Рзаева, С. Д. (2019). Новый микробиологический метод повышения нефтеотдачи пластов, содержащих высокоминерализованную воду. *SOCAR Proceedings*, 2, 38–44.
5. Исмаилов, Н. М., Рзаева, Ф. М. (1998). Биотехнология нефтедобычи. Принципы и применение. *Баку: Элм*.
6. Рзаева, Ф. М., Алиев, Е. М., Гурбанов, Р. А. и др. (2007). Способ воздействия на пласт. *Патент Азербайджанской Республики I 20070037*.

References

1. Ke, C.-Y., Sun, W.-J., Li, Y.-B., et al. (2018). Polymer-assisted microbial enhanced oil recovery (MEOR). *Energy Fuels*, 32(5), 5885–5892.
2. Wang, X., Zhu, W., Li, H., Song, Zh. (2018). Pore-scale mechanisms of the synergistic effects between microbial cultures and chemical surfactants on oil recovery. *Energy Fuels*, 32(12), 12319–12327.
3. Ibragimov, Kh. M., Abdullayeva, F., Guseynova, N. I. (2015, November). Experience of microbial enhanced oil recovery methods at Azerbaijan fields. SPE-177377-MS. Presented at the *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition, Baku, Azerbaijan*.
4. Rzaeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38–44.
5. Ismailov, N. M., Rzaeva, F. M. (1998). *Biotehnologiya neftedobychi. Principy i primenenie. Baku: Elm*.
6. Rzaeva, F. M., Aliev, E. M., Gurbanov, R. A. i dr. (2007). *Sposob vozdejstviya na plast. Patent Azerbajdzhanskoj Respubliki I 20070037*

**Использование биологически активных реагентов
в методах интенсификации добычи нефти****С.Дж. Рзаева***НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан***Реферат**

Для повышения эффективности микробиологических методов предложен способ повышения нефтеотдачи пласта путем закачки активного ила с добавкой 10-15 % углеводородно-щелочного отхода, в состав которого входят органические соединения, являющиеся дополнительным питанием для микроорганизмов активного ила. Выявлено, что добавка углеводородно-щелочного отхода к активному илу способствует увеличению pH среды и уменьшению поверхностного натяжения. Экспериментально установлено, что при закачке активного ила с добавкой 10-15 % углеводородно-щелочного отхода уменьшается время адаптации микроорганизмов, увеличивается объем образованного газа, а прирост коэффициента вытеснения достигает 19 %.

Ключевые слова: микробиологическое воздействие; нефтеотдача; время адаптации; газообразование; модель пласта; коэффициент вытеснения.

**Neft hasilatının intensivləşdirilməsi metodlarında
bioloji aktiv reagentlərin istifadəsi****S.C. Rzayeva***"Neftqazelnitədqiqatlayihə" İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan***Xülasə**

Məqalədə mikrobioloji metodların effektivliyinin artırılması məqsədilə aktiv lillə tərkibində aktiv lil mikroorqanizmləri üçün əlavə qida olan üzvi birləşmələrin olduğu karbohidrogen-qələvi tullantılarından 10-15 % əlavə edilərək laya vurulması təklif olunmuşdur. Göstərilmişdir ki, aktivləşdirilmiş lilə karbohidrogen-qələvi tullantısının əlavə edilməsi mühitin pH səviyyəsinin artmasına və səthi gərginliyin azalmasına səbəb olur. Eksperimentlər vasitəsilə müəyyən edilmişdir ki, aktiv lil 10-15 % karbohidrogen-qələvi tullantısı əlavə edilməklə vurulduqda mikroorqanizmlərin adaptasiya müddəti azalır, qazın əmələ gəlmə həcmi artır, sıxışdırma əmsalının artımı isə 19 % -ə çatır.

Açar sözlər: mikrobioloji təsir; neftverimi; adaptasiya müddəti; qazəmələgəlmə; lay modeli; sıxışdırma əmsalı.

РАЗРАБОТКА НОВЫХ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ НАД ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ "НЕФТ ДАШЛАРЫ"

Х.М. Ибрагимов, Н.И. Гусейнова, А.А. Гаджиев

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Development of new controlling methods for the impact on the productive formation for "Neft Dashlary" oilfield

Kh.M. Ibrahimov, N.I. Huseynova, A.A. Hajiyeu

«OilGasScientificResearchProject», SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The article shows the theoretical, laboratory-experimental and field studies results, which related with the developing and using of the new approaches for determining the injected water moving direction and distribution in the productive formation. The researching results were tested at the oilfield "Neft Dashlary" (X horizon). In the selected area of the oilfield "Neft Dashlary", the benefit from the calculation method using amounted to 62.9 thousand manats.

KEYWORDS

diagnostics; filtration;
monitoring; streamlines;
oil recovery;
tracer; impact;
productive formations

e-mail: Khidir.Ibrahimov@socar.az

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20210100005>

Введение

Контроль над разработкой продуктивных пластов предусматривает непрерывный сбор и анализ данных о распределении закачиваемой жидкости в пластах эксплуатируемого объекта. Только при четко организованном контроле над распределением пластовой жидкости возможно своевременное принятие решений по целенаправленному регулированию процесса перемещения пластовых флюидов при проведении мероприятий по воздействию на пласт с целью повышения нефтеотдачи.

В данной статье представлены результаты научно-практических исследований, в ходе которых были разработаны как теоретические расчетные, так и практические методы, используемые для визуализации распределения пластовой жидкости и определения направления и скорости движения воды, закачиваемой в пласт.

Работа над поставленной задачей велась в трех направлениях:

1. Создание гидродинамической модели с учетом объема добываемой и закачиваемой в пласт жидкости на выделенном для исследования участке месторождения (расчетный подход).

Для контроля за воздействием на продуктивный пласт месторождения в условиях интер-

ференции скважин предложена экономически эффективная экспресс-методика расчета и визуализации распределения текущих значений гидродинамических параметров распределения жидкости как в целом по пласту, так и на выделенном для воздействия участке. В ходе решения поставленной задачи проводится обработка результатов наблюдения за текущими значениями дебитов скважин на рассматриваемом участке без дополнительной (количественной) информации о свойствах объекта. При этом предполагается, что в зоне фильтра скважин распределение потока жидкости имеет радиально-линейный характер. По результатам наблюдений над приемистостью нагнетательных скважин и обводненностью продукции добывающих скважин определяются следующие фильтрационные характеристики распределения пластовой жидкости: значения функций тока, потенциалов, модуля производной функции комплексного потенциала и их градиентов. Для решения поставленной задачи использовался метод сеточной регуляризации построения приближенного решения некорректно поставленных обратных задач. Правомочность использования данного подхода обоснована в работах [1-6]. Решение получено на основе соотношений теории комплексных переменных и применения принципа суперпозиции. Распределение вышеперечисленных гидродина-

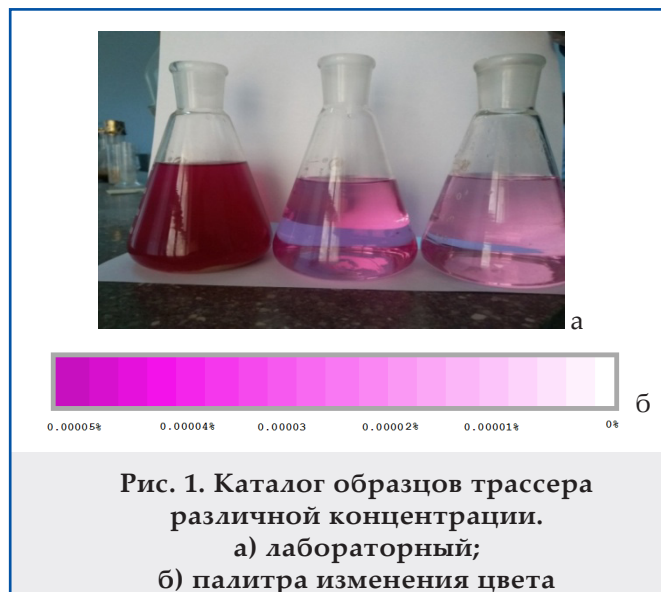


Рис. 1. Каталог образцов трассера различной концентрации.
а) лабораторный;
б) палитра изменения цвета

мических параметров на определенный момент времени определяются как тензоры размерности $n \times m$, где n – количество узлов разбиения воображаемой сетки, наложенной на участок, по оси ОХ, m – количество узлов разбиения в сетке по оси ОУ. $i=1, \dots, k$ – количество действующих скважин на выделенном для исследования участке месторождения. Для проведения расчетов и визуализации результатов была создана программа, реализуемая в интерактивной инженерной системе "MATLAB"[1, 7].

Предложенный подход позволяет получить карту одномоментного распределения фильтрационных потоков пластовой жидкости (типа фотографии, фиксирующей один момент из жизни) на выделенном участке пласта с учетом интерференции всех скважин на выделенном участке.

2. Разработка подходящего химического состава для введения в закачиваемую в продуктивный пласт воду с целью определения характера распределения и направления движения пластовой воды в межскважинном пространстве пласта на рассматриваемом месторождении (трассерный подход).

Были проведены лабораторные исследования по подбору подходящего для использования в промысловых условиях состава индикатора. Испытывалось несколько типов веществ, окрашивающих воду и обнаруживающих цвет в любом типе воды (пресной, морской и пластовой) при минимальной плотности. Вещества проверялись на устойчивость к агрессивной пластовой среде, растворимость в воде и нерастворимость в нефти, инертность к ионам пластовой жидко-

сти, отсутствие сорбции при контакте с горными породами. К новому индикатору предъявляются следующие требования: с одной стороны, он не должен увеличивать плотность и вязкость жидкости, взятой в качестве рабочего агента, с другой стороны необходимо, чтобы он образовывал молекулярный раствор с водой, который не разлагается в условиях пласта. Также важно, чтобы индикатор, добавляемый в закачиваемую в пласт воду, легко готовился из существующего доступного химического продукта. Контроль над концентрацией индикатора в добываемой воде позволяет получить информацию о скорости фильтрации и проницаемости флюида в пласте.

На основе проведенных лабораторно-экспериментальных исследований был выбран новый трассерный реагент и изучены его растворы в пресной, пластовой и морской воде. Трассер не показал значительного изменения плотности воды, в которую он добавлялся.

Также были проведены исследования по определению минимально необходимой концентрации индикатора в воде, закачиваемой в пласт. По образцам растворов различной концентрации был составлен цветовой каталог, позволяющий определить концентрацию индикатора в воде по палитре изменения цвета (рис.1). В ходе исследований было установлено, что в пластовых условиях индикатор не разлагается и не подвержен седиментации, с течением времени не наблюдается никаких изменений физических и химических свойств трассера.

3. Лабораторно-экспериментальные и промысловые исследования проведенные с целью сравнения результатов расчетного и трассерного подхода.

Для сравнительного анализа результатов расчетного и трассерного подхода к исследованиям перераспределения закачиваемой воды в межскважинном пространстве в лабораторно-экспериментальных условиях, была выбрана 5-точечная модель участка продуктивного горизонта. Модель пласта была заполнена песком разных фракций. Пористая среда, созданная в модели насыщена смесью пластовой воды и нефти. Для достижения установившейся фильтрации по всем добывающим скважинам проводилось вытеснение пластового флюида морской водой. При этом все скважины продуцировали разный объем жидкости, что указывало на неоднородное распределение проницаемости в модели. По завершении подготовительного этапа была определена остаточная нефтенасыщенность и водопроницаемость модели. Были определены деби-

ты скважин при фиксированном объеме закачки воды без трассерных добавок.

Основываясь на информации, полученной на начальном этапе эксперимента, с использованием предложенного расчетного метода были определены траектория, скорость и направление движения жидкости, закачиваемой в модель пласта, визуализированы характеристики распределения фильтрационного потока в 5-точечной модели пласта, рассчитано время, необходимое для того, чтобы флюид, от нагнетательной скважины достиг добывающей скважины. После получения расчетных значений был начат эксперимент с использованием нового трассера. Необходимый для использования в эксперименте объем трассерного раствора был подготовлен исходя из размеров модели. В модель был введен раствор индикатора в морской воде. После этого для вытеснения трассерного раствора в сторону добывающих скважин, в модель была возобновлена закачка морской воды. Целью проводимого эксперимента было фиксация времени, за которое закачанная оторочка из трассерного раствора, достигнет каждой из четырех добывающих скважин и когда концентрация индикатора в добываемой воде снизится до нуля.

Другой целью исследования было выяснить, адсорбируется ли индикатор на поверхности породы, обладает ли он способностью полностью вымываться из порового пространства и какой объем последующей закачки воды необходим для полной промывки введенного индикатора. Для этого объем рабочего агента, полученного из каждой из добывающих скважин замерялся с целью последующего сравнения с объемом закачанного раствора.

В лаборатории было проведена серия экспериментов. Каждый раз, когда проводился эксперимент, правила проведения эксперимента уточнялись, тем самым отработывалась методика проведения планируемого промыслового эксперимента. Результаты, полученные в ходе лабораторного эксперимента, подтвердили достоверность результатов расчета.

На основе результатов теоретических и лабораторно-экспериментальных исследований была разработана технология проведения расчетных и трассерных исследований текущего состояния продуктивного пласта в промысловых условиях. Была предложена технология определения оптимального расхода нового трассерного вещества для нагнетания в пласт и схема проведения исследования в промысловых условиях. На выбранном участке месторождения «Нефт Дашлары» (X горизонт)) был поведен промыс-

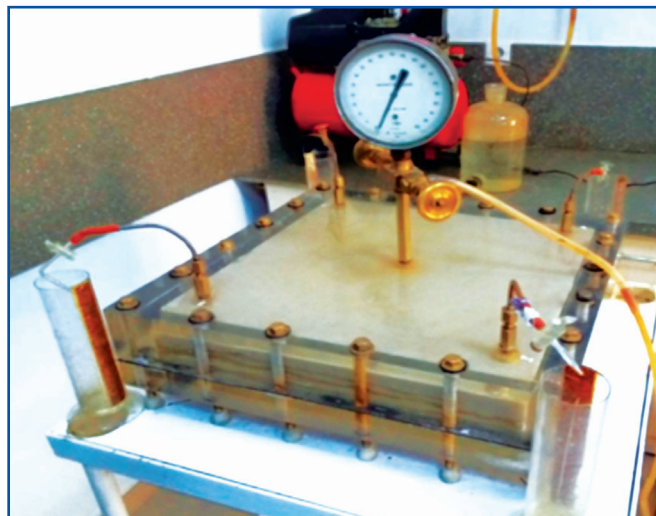
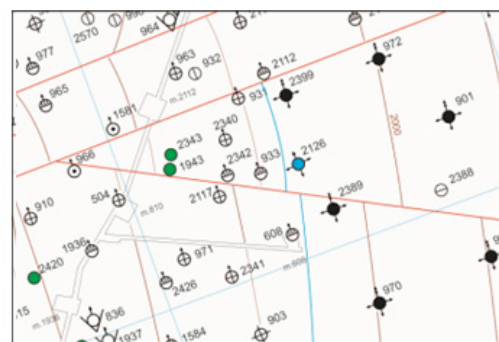


Рис. 2. 5-точечная модель участка продуктивного горизонта

ловый эксперимент, направленный на проверку достоверности предварительно определенных расчетных значений гидродинамических параметров и направления потока воды закачиваемого в нагнетательные скважины. Работа проводилась в соответствии с утвержденным планом

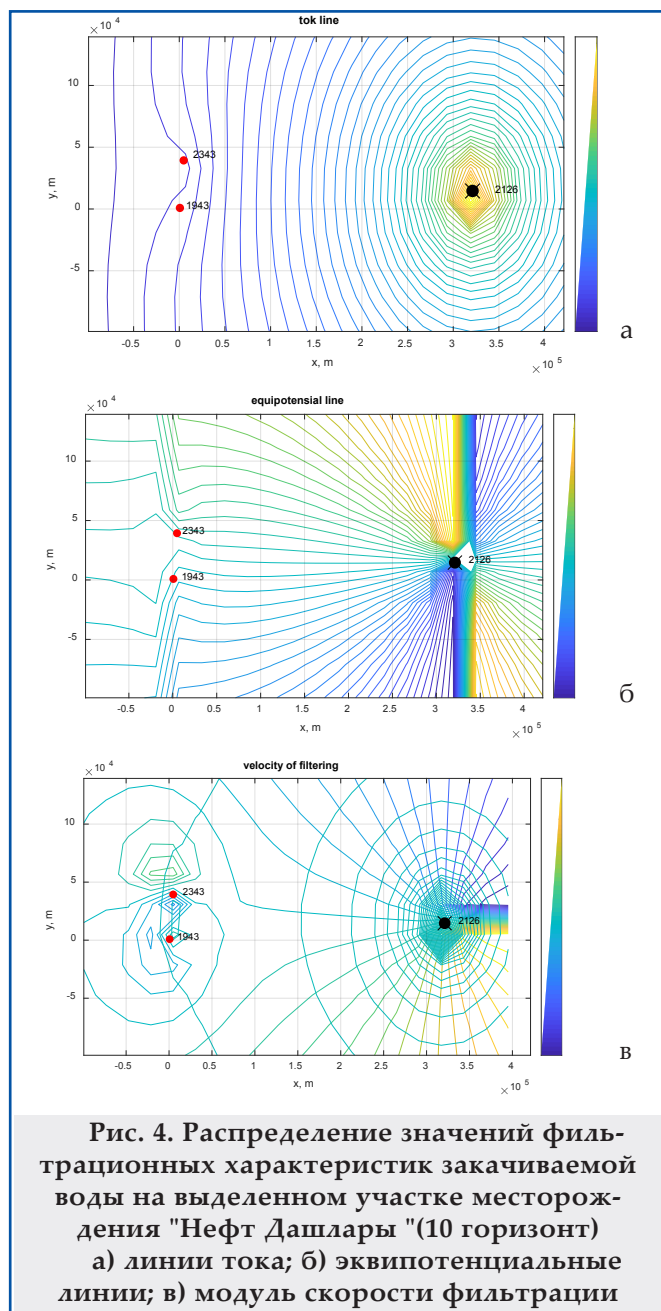
Месторождение "Нефт Дашлары"
Карта разработки X горизонта
Структура X горизонта по кровле
Масштаб 1:10000



Условные обозначения:

- - эксплуатационные скважины
 - ⊕ - нагнетательные скважины
- Возвращенные скважины:**
- ⊕ - по обводненности
 - ⊕ - по техническим причинам
 - ⊕ - из нагнетательных

Рис. 3. Карта разработки месторождения "Нефт Дашлары" (Xгоризонт)



работы и положениями разработанного стандарта предприятия МС 1669347-15-2010. (НИР 2018.Н.23.2018).

На выделенном для исследования участке предполагались 3 скважины: 1 нагнетательная скважина (№ 2126) и 2 эксплуатационные скважины (№ 1943 и № 2343) (рис. 2). Перед началом испытания в промысловых условиях был проведен предварительный анализ гидродинамического состояния продуктивного пласта в выбранной зоне. Анализ проводился на основе использования предложенной методики расчета, примененной к данным регулярно измеряемых пока-

зателей нефтедобычи. Согласно разработанному алгоритму, были рассчитаны и визуализированы в виде карт следующие показатели, характеризующие фильтрацию закачиваемой воды, нефти и в целом пластовой жидкости в пласте на выделенном участке месторождения (рис. 4):

- 1) Текущее распределение функций тока;
- 2) Текущее распределение функций потенциала;
- 3) Распределение модуля функции скорости пластовой жидкости;

С учетом интерференции скважин и неоднородности пласта расчетным путем были определена траектория движения пластового флюида от нагнетательной скважины к эксплуатационным скважинам. Для этого была оценена длина эквипотенциалей, соединяющих нагнетательную и каждую из добывающих скважин. Для сравнения было определено расстояние между теми же скважинами по прямой. Согласно расчетам, расстояние по прямой и гидродинамический путь пластового флюида не одинаковы. Зная численное значение гидродинамического пути жидкости, нагнетаемой в пласт и изменение скорости фильтрации пластовой жидкости, было оценено время, за которое трассерный раствор может преодолеть путь от нагнетательной скважины до каждой из добывающих скважин. 19.07.2018 индикатор было смешан с морской водой в необходимой пропорции и раствор был закачан в нагнетательную скважину № 2126 на выделенном участке. 17.09.18 (через 58-59 дней) трассер, проявил себя в продукции скважины №1943, а 15.11.18 (через 70-71 дней) появление трассера наблюдалось в продукции скважины №2343. Причем в продукции скважины №1943 трассер наблюдался всего один день. Результаты промыслового эксперимента подтверждены протоколом и актом приемочных испытаний.

Сравнение расчетных результатов гидродинамического анализа с результатами промыслового трассерного испытания подтвердило достоверность результатов полученных путем расчета. По результатам сравнительного анализа результатов гидродинамических расчетов с результатами полученными как в лабораторных, так и в промысловых условиях оценена экономическая эффективность от применения разработанной методики расчета. На выделенном участке месторождения "Нефт Дашлары" экономия от применения метода расчета составила 62.9 тыс.манатов. Следует отметить, что полученная цифра является разовой. При массовой диагностике продуктивных пластов месторождений с применением предложенного метода может быть достигнута более значительная экономия.

Заключение

На основании удовлетворительных результатов, полученных в результате применения нового метода расчета гидродинамических параметров и использования трассерного индикатора на месторождении "Нефт Дашлары" (X горизонт), рекомендуется применять эти разработки на других месторождениях нефти и газа для массовой диагностики распределения пластовой жидкости на выделенном участке продуктивных пластов.

Литература

1. Леонов, А. С. (2016). Решение некорректно поставленных обратных задач: Очерк теории, практические алгоритмы и демонстрации в МАТЛАБ. Москва: Librokom.
2. Басниев, К. С., Власов, А. М., Кочина, И. Н., Максимов, В., М. (1986). Подземная гидравлика. Москва: Недра, 1986.
3. Datta-Gupta, A., Vasco, D. W. (2001, September). Field-scale characterization of permeability and saturation distribution using partitioning tracer tests: The Ranger Field, Texas. SPE-71320-MS. Presented at the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana*.
4. King, J. M., Gupta, A.-D. (1998). Streamline simulation. A current perspective. *Texas: A&M University*.
5. Шарипов, Р. А. (2010). Курс аналитической геометрии. Уфа: РИЦ БашГУ.
6. Гусейнова, Н. И. (2017). Гидродинамический экспресс-мониторинг зонального воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений с учетом интерференции скважин. *Нефтегазовое дело*, 15(3), 41-46.
7. Brianetal, R. (2008). MATLAB: официальный учебный курс Кембриджского Университета. Москва: Триумф.

References

1. Leonov, A. S. (2016). Reshenie nekorrektno postavlennyyh obratnyh zadach: Ocherk teorii, prakticheskie algoritmy i demonstracii v MATLAB. *Moskva: Librokom*.
2. Basniev, K. S., Vlasov, A. M., Kochina, I. N., Maksimov, V., M. (1986). Podzemnaya gidravlika. *Moskva: Nedra*, 1986.
3. Datta-Gupta, A., Vasco, D. W. (2001, September). Field-scale characterization of permeability and saturation distribution using partitioning tracer tests: The Ranger Field, Texas. SPE-71320-MS. Presented at the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana*.
4. King, J. M., Gupta, A.-D. (1998). Streamline simulation. A current perspective. *Texas: A&M University*.
5. Sharipov, R. A. (2010). Kurs analiticheskoy geometrii. *Ufa: RIC BashGU*.
6. Huseynova, N. I. (2017). Hydrodynamic express monitoring of zonal impact on productive reservoirs of oil fields taking into account well interference. *Oil and Gas Business*, 15(3), 41-46
7. Brianetal, R. (2008). MATLAB: oficial'nyj uchebnyj kurs Kembridzhskogo Universiteta. *Moskva: Triumf*.

**Разработка новых методов контроля
над воздействием на продуктивные пласты
на примере месторождения "Нефт Дашлары"**

Х.М. Ибрагимов, Н.И. Гусейнова, А.А. Гаджиев
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье приведены результаты теоретических, лабораторно-экспериментальных и промысловых исследований, связанных с разработкой и использованием новых подходов к определению направления распространения воды, закачиваемой в нагнетательные скважины. Результаты исследований апробированы на месторождении "Нефт Дашлары" (X горизонт). На выделенном участке месторождения "Нефт Дашлары" экономия от использования предлагаемого метода расчета и визуализации распределения текущих значений гидродинамических параметров пластовой жидкости составила 62.9 тыс. манатов.

Ключевые слова: диагностика; фильтрация; мониторинг; линии тока; нефтеотдача; трассер; воздействие; продуктивный пласт.

**Məhsuldar laylara təsir zamanı maye hərəkətinə
nəzarət etmək üçün yeni metodların işlənməsi
("Neft Daşları" yatağının təmsalində)**

X.M. İbrahimov, N.İ. Hüseynov, Ə.A. Hacıyev
"Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə laya vurulan suyun paylanması və hərəkət istiqamətlərinin müəyyən edilmə üsulların işlənməsi və tətbiqi ilə bağlı nəzəri, laboratoriya-təcrübə və mədən tədqiqatlarının nəticələri təqdim olunur. Tədqiqat nəticələri "Neft Daşları" yatağında (X horizont) sınaqdan keçirilib. "Neft Daşları" yatağının seçilmiş sahəsində, hidrodinamik parametrlərin cari paylanmasını xarakterizə edən parametrlərin hesablama və vizuallaşdırması üçün təklif olunan üsulun tətbiqi nəticəsində alınan qənaət 62.9 min manat təşkil etmişdir.

Açar sözlər: diaqnostika; süzülmə; monitoring; axın xətləri; neftverimi; laya təsir üsulu; məhsuldar lay.

NEFT MƏDƏN AVADANLIĞINDA QEYRİ-ÜZVİ
DUZ ÇÖKÜNTÜLƏRİNİN QARŞISININ ALINMASI ÜÇÜN
YENİ TƏRKİBİN İŞLƏNMƏSİ VƏ TƏTBİQİO.D. İsmayılov
SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Development and application of a new composition to control mineral salt depositions in oilfield equipment

O.D. Ismayilov

Socar, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

Scaling is one of the many problems in oil production. The hardness deposition on the interior face of pipelines reduces the effective diameter, degrades the flow capacity and in some cases leads to complete blockage of the pipes. The source of hardness deposition is the formation water produced together with oil. Mixing of chemically incompatible with each other waters of different composition, changes in temperature, pressure and the separation of gases lead to hardness deposition.

To prevent the formation of deposits of mineral salts in oil and gas production based on hydrochloric acid, Dispersant EC 9660A, Laprol 4202-2B-30 and water, a new composition was developed and tested in the field named after G.Z. Tagiyev in the produced water treatment facility. The outcomes of the implementation confirmed the effectiveness of the developed composition.

KEYWORDS

Salt deposition;
hydrochloric acid;
paraffin-resin deposits;
surface tension;
protective effect of
inhibitors.

e-mail: orkhan.d.ismayilov@socar.az<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20210100006>

Neftin və qazın hasilatı zamanı neft mədən boru kəmərlərində və avadanlıqlarının daxili səthlərində qeyri üzvi duzların çökməsi baş verir. Lay suyu duz əmələgəlmənin mənbəyidir [1-5]. Lay suları tərkibində həll olmuş komponentlər saxlayır.

Duz çökməsi neft hasilatı zamanı yaranan çoxsaylı problemlərdən biridir. Boru kəmərlərinin divarlarında duzların çökməsi effektiv diametri, onların maye buraxma qabiliyyətini azaldır, bir çox hallarda isə onun tam tıxanmasına gətirib çıxarılır. Çöküntülərdə qarışıq şəkildə dəmir sulfidə, neftin bərk karbohidrogen birləşmələrinə, süxurun kvars və gilli hissəciklərinə rast gəlmək olur.

Neft və qazın hasilatı zamanı əmələ gələn qeyri-üzvi duz çöküntülərinin qarşısını almaq üçün tərkib işlənmişdir. Yeni tərkibin işlənməsi bəla qiymətli, az tapılan reagentlərin tətbiqini kənarlaşdırır, karbonatlı və terrigen məhsuldar layların emalı zamanı qeyri-üzvi çöküntülərin əmələ gəlməsinin qarşısının alınması hesabına layların məhsuldarlığının artırılmasını təmin edir, bununla da layın və quyu daxili avadanlığın məhsuldarlığını aşağı salan həll olmayan duzlarla çirklənməni aradan qaldırır.

Yeni tərkib aşağıdakı komponentlərdən ibarətdir, % kütlə ilə:

Xlorid turşusu	25-30
Dispersant EC 9660A	18-22
Laprol 4202-2B-30	8-12
Su	qalanı

Tərkiblərin hazırlanması zamanı xlorid turşusu kimi 21%-li inhibitorlaşmış xlorid turşusundan, dispersant EC 9660A markalı reagentdən, polimer kimi laprol 4202-2B-30-dan istifadə olunmuşdur.

Hazırlanmış kompozisiyaların 20 °C-də sıxlığı 1020-1050 kq/m³, kinematik özlülüyü 20 °C-də 30-40 mm²/s, donma temperaturu mənfə 5-15 °C, mühiti (pH) 2-3-dür. Duz inhibitorlarına qoyulan əsas tələblərdən biri onların adsorbsiya-desorbsiya xassələrinə malik olmasıdır. Məlumdur ki, neft-qaz yerləşən süxurlar müxtəlif islanmaya və sorbsiyaya qadirdirlər. Bunun nəticəsində duz inhibitorlarının adsorbsiya-desorbsiya xassələrini yaxşılaşdırmaq üçün "neft-inhibitor məhlulu sərhədində" fazalararası gərilməni azaldan reagentlərdən istifadə etmək zəruridir.

Tərkibdəki xlorid turşusu quyudibi zonanı, nasos-kompressor borularını duzlardan, parafin-qətran çöküntülərindən təmizləyir. Digər tərəfdən xlorid turşusu layın məsamələrinə nüfuz edərək süxurdakı əhəng daşı və dolomiti həll edir. Xlorid

Cədvəl 1

Lay suyu modelində aparılmış tədqiqatın nəticələri

Misalın №-si	İnhibitorun tərkibi	İnhibitorun sərfi, mq/l	İnhibitorun müdafiə effekti, %
1	19.55 % fəal maddə, 80.45 % su	30 40 50	90.4 93.1 96.3
2	20.6 % fəal maddə, 79.4 % su	30 40 50	91.7 94.3 97.5
3	20.26 % fəal maddə, 79.74 % su	30 40 50	94.4 96.7 98.7
4	21.3 % fəal maddə, 78.7 % su	30 40 50	94.4 96.3 98.4
5	20.95 % fəal maddə, 79.05 % su	30 40 50	91.3 93.7 96.1
6	22.0 % fəal maddə, 78.0 % su	30 40 50	92.4 94.5 97.1
7	21.55 % fəal maddə, 78.45 % su	30 40 50	95.4 97.3 99.5
8	22.6 % fəal maddə, 77.4 % su	30 40 50	96.1 98.0 99.6
9	21.55 % fəal maddə, 78.45 % su	30 40 50	97.3 99.5 100.0
10	23.3 % fəal maddə, 76.7 % su	30 40 50	98.1 99.6 100.0
11	22.95 % fəal maddə, 77.05 % su	30 40 50	96.3 98.4 99.5
12	24.0 % fəal maddə, 76.0 % su	30 40 50	95.3 97.4 99.2
13	23.55 % fəal maddə, 76.45 % su	30 40 50	92.7 95.1 97.0
14	24.6 % fəal maddə, 75.4 % su	30 40 50	91.2 93.7 95.8
15	24.25 % fəal maddə, 75.75 % su	30 40 50	94.6 96.5 98.8
16	25.3 % fəal maddə, 74.7 % su	30 40 50	95.1 97.4 99.0
17	24.95 % fəal maddə, 75.05 % su	30 40 50	90.3 93.4 95.8
18	26.0 % fəal maddə, 74.0 % su	30 40 50	91.7 94.2 96.8
19	15.95 % fəal maddə, 84.05 % su	30 40 50	65.8 67.4 69.7
20	28.8 % fəal maddə, 71.2 % su	30 40 50	64.3 66.7 69.1
21	17.3 % fəal maddə, 82.7 % su	30 40 50	64.3 67.0 69.6
22	30.3 % fəal maddə, 69.7 % su	30 40 50	65.7 67.3 69.4

turşusunun təsirindən quyudibi zona süxurlarında boşluqlar, yeyilmə kanalları əmələ gəlir ki, bunun da nəticəsində süxurun keçiriciliyi artır, neft quyularının məhsuldarlığı yüksəlir. Qeyri-ionogen səthi-fəal maddə (laprol 4202-2B-30) həllediciyə daxil edildikdə onunla sərhəddə səthi-gərilmə qiymətini azaldır. Laprol 4202-2B-30 qeyri-ionogen səthi-fəal maddə olduğundan AQPÇ-yə adsorbsiya olunaraq onunla həlledici arasındakı sərhəddə səthi-gərilmə qiymətinin azalmasına səbəb olur. Nəticədə AQPÇ-nin həllolma effektivliyi və parçalanması artır. Bu səbəbdən də neftin özlülüyü azalır. Bundan başqa, qeyri-ionogen səthi-fəal maddənin kompozisiyaya daxil edilməsi inhibitorlaşma effektinə müsbət təsir göstərir və AQPÇ-nin kənar edilməsi dərəcəsini 5-30 % artırır. Dispersant EC 9660A maddəsi səthi-aktiv maddə olduğundan fazalararası sərhəddə səthi-gərilməni xeyli azaldır və bununla da qeyri-ionogen səthi-fəal maddənin fəaliyyətinə kömək göstərmiş olur.

Qeyri-üzvi duz çöküntülərinin qarşısını almaq üçün tərkiblər otaq temperaturunda maqnit qarışdırıcısında qarışdırılmaqla aşağıdakı ardıcılıqla hazırlanmışdır:

Nümunə. 8 qram poliefir 49 qram suda tam həll olana qədər qarışdırılır. Məhlulun üzərinə 18 qram dispersant verilir və tam həllolma gedənə qədər qarışdırılır. Növbəti mərhələdə qarışığa 25 qram xlorid turşusu əlavə edilir və qarışdırılma davam etdirilir. Digər nümunələr analoji olaraq hazırlanmışdır.

Hazırlanmış inhibitorların müdafiə effektinin tədqiqatları kalsium-sulfat çöküntüsünün qarşısının alınması üçün lay suları modelində aparılmışdır. Tədqiqatın nəticələri cədvəl 1-də verilmişdir. Çöküntü əmələ gəlməsini modelləşdirmək üçün aşağıdakı məhlullardan istifadə olunmuşdur.

CaCl ₂	13.6 q/dm ³
MgCl ₂ · 6 H ₂ O	1.24 q/dm ³
Na ₂ SO ₄	13.0 q/dm ³
NaCl	18.8 q/dm ³

Cədvəl 1-dən görünür ki, əsas tərkiblər (misal 1-18) 30.0 mq/l, xüsusən də 40, 50 mq/l sərfi ilə kalsium sulfat məhluluna verildikdə yüksək müdafiə effekti yaradırlar. Əlavə tərkiblərin (misal 19-22) müdafiə effekti isə xeyli aşağıdır. Əsas tərkiblərdə fəal maddənin miqdarı 19.55-26.0 %-dir. Əlavə tərkiblərdə isə bu qatılıq 15.95-72.30 və 28.8-30.3 % təşkil edir. Əlavə tərkiblərin aşağı qatılıqlı məhlullarının inhibitor aktivliyi zəifdir, yüksək qatılıqlı məhlulu isə yüksək minerallığa malik sularla bir araya sığa bilmir.

Neft mədən avadanlığında qeyri-üzvi duzların çökməsinə qarşı işənmiş yeni tərkibin sınaqlarının

Cədvəl 2
Tərkib verildikdən sonra lay suyunun analiz nəticələri

Analiz olunan ionlar, mg/l	~1200 metr sonra	~700 metr sonra	~600 metr sonra
Ca ²⁺	1843.7	3486.9	4208.4
Mg ²⁺	2383.36	3696.4	4450.56
Cl ⁻	53605	66385	66740
HCO ₃ ⁻	1387.4	1545.8	1884.5

aparılması üçün H.Z. Tağıyev adına NQÇİ-də lay sularının utilizasiyası xidmət sahəsi avadanlıqlarında baş verən duz çökmələrə qarşı hazırlanmış reagentin 3 tonu 2 saat fasilə verməklə 100 ton həcmində lay suları toplanmış çənə vurularaq 30 dəqiqə müddətində saxlanmışdır. Sonra reagent qatılmış lay suyu nəql xəttinə vurulmuşdur. 30 gün ərzində hər 10 gündən bir 0.9 ton reagent yığım çəninə verilmiş və 30 dəqiqə saxlamaq şərti ilə müvafiq qaydada nəql xəttinə ötürülmüşdür. Müqayisə məqsədilə reagent verilməmişdən əvvəl lay suyundan nümunə götürülmüşdür.

Reagent verilməmişdən əvvəl lay suyunun analiz nəticələri belədir: Ca²⁺ - 160.32 mq/l; Mg²⁺ - 173.55 mg/l; Cl⁻ - 48585 mg/l; HCO₃⁻ - 989.92 mg/l.

Analiz üçün su nümunələri üç yerdən götürülmüşdür: nəql xəttinin sonundan (~1200 metr sonra), nəql xəttindən (1-ci ~700 metr və 2-ci ~600 metr sonra). Tərkib verildikdən sonra lay suyunun analiz nəticələri belədir (cədvəl 2):

Tərkib tam verilib qurtardıqdan sonra lay suyunun analiz nəticələri belə olmuşdur (cədvəl 3).

H.Z. Tağıyev adına NQÇİ-də lay sularının utilizasiyası xidmət sahəsi avadanlıqlarında baş verən duz çökmələrin aradan qaldırılması məqsədilə qeyri-üzvi duz çökmələrinə qarşı işlənmiş yeni tərkibin vurulması nəticəsində bütün hallarda ionların miqdarının artması işlənmiş tərkibin təsirindən duz çökmələrinin qarşısının alındığını göstərir.

Cədvəl 3
Tərkib tam verilib qurtardıqdan sonra lay suyunun analiz nəticələri

Analiz olunan ionlar, mg/l	~1200 metr sonra	~700 metr sonra	~600 metr sonra
Ca ²⁺	1282.56	1883.76	3046.08
Mg ²⁺	1094.5	1459.2	2213.12
Cl ⁻	57155	59285	60250
HCO ₃ ⁻	1578.4	1823.5	3326.64

Литература

1. Гарифуллин, А. Р. (2009). Опыт борьбы с солеотложением в ООО «РН-Юганскнефтегаз». *Инженерная практика. Пилотный выпуск*, 46-52.
2. Гаттенбергер, Ю. П., Гиматудинов, Ш. К., Ибрагимов, Л. Х., и др. (1985). Солеотложения при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними. *Грозный: ЧИГУ*.
3. Гиматудинов, Ш. К., Ибрагимов, Л. Х., Сюняев, З. И. (1981). Развитие методов борьбы с образованием солевых осадков в нефтепромысловом оборудовании. *Рефераты докладов*, 4, 136-137.
4. Емков, А. А. (1983). Особенности применения ингибиторов отложений солей в технологии подготовки нефти. *Нефтяное хозяйство*, 9, 67 -69.
5. Желтов, Ю. П. (1998). Разработка нефтяных месторождений. *Москва: Недра*.

References

1. Garifullin, A. R. (2009). Opyt bor'by s soleotlozheniem v ООО «RN-YUganskneftegaz». *Inzhenernaya praktika. Pilotnyj vypusk*, 46-52.
2. Gattenberger, YU. P., Gimatudinov, SH. K., Ibragimov, L. H., i dr. (1985). Soleotlozheniya pri razrabotke neftyanyh mestorozhdenij, prognozirovanie i bor'ba s nimi. *Groznyj: CHIGU*.
3. Gimatutdinov, SH. K., Ibragimov, L. H., Syunyaev, Z. I. (1981). Razvitie metodov bor'by s obrazovaniem solevykh osadkov v neftepromyslovom oborudovanii. *Referaty dokladov*, 4, 136-137.
4. Emkov, A. A. (1983). Osobennosti primeneniya ingibitorov otlozhenij solej v tekhnologii podgotovki nefti. *Neftyanoje hozyajstvo*, 9, 67 -69.
5. ZHeltov, YU. P. (1998). Razrabotka neftyanyh mestorozhdenij. *Moskva: Nedra*.

**Neft mədən avadanlığında qeyri-üzvi
duz çöküntülərinin qarşısının alınması üçün
yeni tərkibin işlənməsi və tətbiqi**

O.D. İsmayılov
SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Duz çökməsi neft hasilatı zamanı yaranan çoxsaylı problemlərdən biridir. Boru kəmərlərinin divarlarında duzların çökməsi effektiv diametri, onların maye buraxma qabiliyyətini azaldır, bir çox hallarda isə onun tam tıxanmasına gətirib çıxarır. Duzların ayrılmasının mənbəyi neftlə birgə hasil olunan lay sularıdır. Bir-birinə uyuşmayan müxtəlif tərkibli suların qarışması, temperaturun, təzyiqin dəyişməsi və qazın ayrılması nəticəsində duzların çökməsi baş verir.

Neft və qazın hasilatı zamanı əmələ gələn qeyri-üzvi duz çöküntülərinin qarşısını almaq üçün xlorid turşusu, Dispersant EC 9660A, Laprol 4202-2B-30, sudan ibarət yeni tərkib işlənmişdir və hazırlanmış tərkib H.Z. Tağıyev adına NQÇİ-nin lay sularının utilizasiyası xidmət sahəsinin avadanlıqlarında sınaqdan keçirilmişdir. Sınaqların nəticəsi qənaətbəxş olmuşdur.

Açar sözlər: duz çöküntüləri; xlorid turşusu; parafin-qətran çöküntüləri; fazalararası gərilmə; inhibitorların müdafiə effekti.

**Разработка и внедрение нового состава
для предотвращения отложений неорганических солей
в нефтепромысловом оборудовании**

О.Д. Исмаилов
SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Солеотложение одно из многочисленных проблем в добыче нефти. Отложение солей на внутренней поверхности трубопроводов уменьшает эффективный диаметр, ухудшает пропускную способность и в некоторых случаях приводит к полному закупориванию труб. Источником отложения солей является добытая вместе с нефтью пластовая вода. Смешивание химически несовместимых друг с другом разного состава вод, изменение температуры, давления и выделение газов приводит к солеотложению.

Для предотвращения образования отложений неорганических солей в добыче нефти и газа на основе соляной кислоты, Dispersant EC 9660A, Laprol 4202-2B-30 и воды разработан новый состав и проведено испытание разработанного состава на промысле имени Г.З. Тагиева в оборудовании службы утилизации пластовых вод. Результаты внедрения подтвердили эффективность разработанного состава.

Ключевые слова: солеотложение; соляная кислота; парафино-смоляные отложения; межфазное натяжение; защитный эффект ингибиторов.

MAILİ VƏ ŞAQLI QAZLIFT QUYULARININ İSTİSMAR XÜSUSİYYƏTLƏRİNİN MÜQAYİSƏLİ ARAŞDIRILMASI VƏ TƏZYİQ QRADİENTİNİN TƏSİRİNİN ÖYRƏNİLMƏSİ

V.C. Abdullayev

"Neftqazelmütədqiqatlayihə" İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Comparative study of the operational properties of deviated and straight gas-lift wells and sensitivity analysis of pressure gradient

V.J. Abdullayev

"OilGasScientificResearchProjekt" İnstitute, Socar, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The article presents a benchmarking analysis of the complex well body structure effect on the hydraulic parameters of the liquid-gas flow pattern in deviated wells. The difference between the consumption of the working agent (gas) required to lift the same amount of liquid from the same depth in vertical and inclined gas-lift wells is shown. Considering the complexity of the hydrodynamic flow properties in deviated wells, the impossibility of analytical flow simulation, the article provides the problem study using statistical methods and gives its practical solution. The article presents a mathematical expression to determine the dynamic pressure gradient using this method, that is, by group calculation of indicators of gas-lift wells with an deviated body, and its numerical value was found.

KEYWORDS

vertical and deviated gas-lift wells; pressure drop; special gas flow rate; gas-liquid mixture.

e-mail: vugar.abdullayev@socar.az

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20210100007>

Quyuların qazlift (kompresor) üsulu ilə istismarı ilk dəfə olaraq 1897-ci ildə Bakı neft mədənlərində mühəndis B.O. Suxov tərəfindən tətbiq edilmişdir.

Qazlift üsulu ilə quyuların istismarına aid olan ilk nəzəriyyə Lorens tərəfindən irəli sürülmüşdür. Lorens nəzəriyyəsinin əsasını şaquli borularda bircinsli mayenin axınının hərəkəti differensial hərəkət tənliyindən istifadə edərək yerinə yetirilməsi təşkil edir. Bu tənlik fazaların nisbi sürətlərinin sıfıra bərabər olduğu hal üçün həll edilmişdir. Lorensin tənliyinə əsasən qaldırıcı liftlər qazın istənilən sürətində işləyir və bunun təcrübədə təsdiqi öz əksini tapmışdır.

Bundan sonra quyularda qazlift üsulunun tətbiqinə aid L.S. Leybenzon, B.C. Melikov, B.D. Baklanov, R.İ. Şişenko, A.S. Birinovski, A.P. Kırlov, A.A. Armand, S.Q. Teletov, B.D. Arxanqelskiy, A.X. Mirzəsanəzadə, Ə.B. Süleymanov, A.S. Ələskərov, N.N. Repin, R.A. Maksutov, Lokarti-Martinelli, Endryus-Noulza, İton-Silberberq-Braun, Poetman-Karpenter, Dans-Rosa, Gilbert və başqalarının işləri məlumdur.

Başqa mənbələrdə məsələn, Ümumittifaq elmi-tədqiqat neft institutu və «Tümenneftqaz» Elmi-Tədqiqat institutu tərəfindən şaquli borularda maye-qaz qarışığının hərəkətinin yeni hesablamə üsulları təklif edilmişdir [1, 2, 3, 4].

«Tümenneftqaz» Elmi-Tədqiqat institutunun hesablama üsulunda A.A. Armand tərəfindən alınmış məlum asılılıqdan istifadə edilmişdir. Nəticəyə gəlinmişdir ki, təqdim edilən hesablama üsulu hasilatı 400 m³/gün-dən çox və diametri 73 və 89 mm olan quyularda qənaətbəxş nəticələr verir.

Yuxarıda göstərilən tədqiqatlar, həmçinin hesablama üsulları ancaq şaquli qazlift quyularına aiddir.

Şaquli quyularda maye-qaz qarışığının hərəkət tənliyini almaq üçün aşağıdakı parametrlər labüddür.

$q_n = b_n q_{n0}$, $q_{qar} = q_n + q_{\Gamma} - p$ təzyiqində uyğun olaraq neftin, qazın və qarışığın həcm sərfidir, burada:

b_n – neftin həcm əmsalındır,

q_n , $q_{\Gamma 0} - p_0$ atmosfer təzyiqində uyğun olaraq neftin və qazın həcm sərfidir;

$v_{sn} = \frac{q_n}{f}$, $v_{sQ} = \frac{q_Q}{f}$, $v_{qar} = q_{sn} + q_{s\Gamma}$ – uyğun olaraq neftin, qazın və qarışığın gətirilmiş sürətidir;

$\vartheta_{qar,0} = \vartheta_{sn,0} + \vartheta_{s\Gamma 0}$ – atmosfer təzyiqində qarışığın gətirilmiş sürətidir;

Γ – qaz faktorudur;

a – həllolma əmsalındır.

Atmosfer təzyiqində neftin vahid həcmindən normal şəraitdə ayrılan qazın miqdarı $\Gamma - ap_0$ olar.

Bu parametri p təzyiqinə və T temperaturuna gətirsək, ayrılan qazın həcmi $(\Gamma - a) - b_r$ olar. Burada:

$$b_r = z \frac{p_0}{p} \cdot \frac{T}{T_0} \quad (1)$$

Nəzərə alsaq aşağıdakıları yazıya bilərik:

$$\frac{q_{r0}}{q_{n0}} = \Gamma - a ; \quad \frac{q_r}{q_{n0}} = (\Gamma - a) b_r \quad (2)$$

$$q_{qar} = q_n + q_r = q_{n0} [b_n + (\Gamma - a) b_r] = q_{n0} \delta$$

$$q_{qar} = q_{sn0} \delta \quad (3)$$

burada: $\delta = b_n + (\Gamma - a) b_r$ – qarışığın həcm əmsalı,
 b_n – neftin həcm əmsalıdır.

Qarışığın sərf sıxlığı aşağıdakı düsturla təyin edilir:

$$\rho_\beta = \frac{\rho_n q_n + \rho_r q_r}{q_r} = \frac{\rho_n q_{sn} + \rho_r q_{sr}}{q_{qar}} \quad (4)$$

Kütlə sərfinin saxlanması tənliyindən alınır:

$$\rho_\beta q_{qar} = \rho_0 q_{qar0}$$

yəni

$$\rho_\beta q_{qar} = \rho_n q_{sn} + \rho_r q_{sr} = q_{sn0} [\rho_{n0} + Q \rho_{r0}] \quad (5)$$

Əgər $M = \rho_{n0} + Q \rho_{r0}$ qəbul etsək və nəzərə alsaq ki, $q_{qar} = q_{sn0} \delta$, onda yazıya bilərik:

$$\rho_\beta = \frac{M}{\delta} \quad (6)$$

$\rho = \rho_0$ olduqda, (6)-dan alırıq:

$$\delta = 1 + \Gamma, \quad \rho_0 = \frac{M}{1 + \Gamma} \quad (7)$$

Müəlliflər maye-qaz qarışığının sıxlığını təyin etmək üçün aşağıdakı kimi mülahizə yürüdürlər. Məlumdur ki, sərf sıxlığı

$$\rho_0 = (1 - \beta_r) \rho_n + \beta_r \rho_r \quad (8)$$

olduqda qarışığın həcm sıxlığını aşağıdakı ifadədən tapmaq olar:

$$\rho_\phi = (1 - \phi_r) \rho_n + \phi_r \rho_r \quad (9)$$

$\phi_r = \alpha \beta_r$ olduğundan (9) tənliyini yazıya bilərik:

$$\rho_\phi = (1 - \alpha \beta_r) \rho_n + \alpha \beta_r \rho_r \quad (10)$$

Buradan

$$\frac{\rho_\phi}{\rho_\beta} = a + (1 - a) \frac{\rho_n}{\rho_\beta} = a + (1 - a) \frac{\rho_{n0} \delta}{b_n M} \quad (11)$$

və ya ümumi halda

$$\frac{\rho_\phi}{\rho_\beta} = a + b \delta \quad (12)$$

a və b əmsalları eksperiment nəticələrini statistik üsullarla tədqiq etməklə alınır. Yüksək hasilatlı quyular üçün $a = 0.83$ və $b = 0.17 \rho_{n0}/b_n M$ qəbul edirlər. Hidravlik müqavimətlərə sərf edilən təzyiq itkisinin aşağıdakı tənliklə ifadə etmək olar:

$$\left(\frac{dp}{dx} \right)_v = \frac{\lambda}{2gd} \rho_\beta q_{qar}^2 = \lambda_{qar} Fr_0 \delta^2 M \quad (13)$$

burada

$$Fr_0 = \frac{q_{qar,0}}{2gd}$$

Hidravlik müqavimət əmsalını bircinsli mayelər üçün hidravlikanın məlum düsturları ilə Reynolds ədədini və boruların kələ-kötürlüyünü nəzərə alaraq hesablamaq olar.

Reynolds ədədi aşağıdakı düsturla təyin edilir:

$$Re = \frac{\rho_\beta q_{sn} d}{\mu_n} = \frac{M q_{sn,0} d}{\mu_n} \quad (14)$$

λ_{qar}^{-1} təyin etmək üçün Altşulun düsturundan istifadə edilir:

$$\lambda_{qar} = 0.11 \left(1.46 \frac{\Delta}{d} + \frac{100}{Re} \right)^{0.25} \quad (15)$$

Hidravlik sürtünmə əmsalının bircinsli mayelər üçün olan düstur ilə hesabı müəyyən xəyata səbəb olur. Mədən məlumatları ilə alınan fərq a və b əmsalları vasitəsi ilə korreksiya edilir.

Maye-qaz qarışığının sıxlığı və hidravlik müqavimət əmsadı üçün asılılıq məlum olduqda qarışığın hərəkət tənliyini aşağıdakı ifadə ilə yazmaq olar:

$$dp = g \rho_\beta dx + dp_{sürt} \quad (16)$$

(12) və (13)-ü (16)-də yerinə yazsaq, alırıq:

$$\delta dp = g M dx (a + b \delta + \lambda Fr_0 \delta^2) \quad (17)$$

$$f(p) = \frac{\delta}{a + b \delta + \lambda Fr_0 \delta^2} \quad (18)$$

olsa, (17) tənliyini belə yazırıq:

$$g M dx = f(p) dp \quad (19)$$

Buradan:

$$\int_{p_2}^{p_1} f(p) = g M L \quad (20)$$

Beləliklə, maye-qaz qarışığının vertikal müstəvidə müəyyən bucaq altında meyli edən qaldırıcı borularda hərəkətinin hesablama üsulu mövcud hesabat üsulünü daha da təkmilləşdirdi.

$$-\frac{dp}{dx} = \rho_{qar} g \cos \theta + F_{sürt} \quad (21)$$

burada θ – quyunun gövdəsinin vertikal müstəviyə

meyl bucağıdır.

Yuxarıda verilmiş tənlik neftin, suyun və qazın hərəkət qanununa əsaslanan və ətalət qüvvəsini nəzərə almadan qərarlaşmış rejimdə hərəkət tənliyidir.

(12) tənliyinin sağ tərəfindəki 2-ci toplanan axının boruların səthinə düşən sürtünmə qüvvəsini təsvir edir. Tənliyin sağ tərəfindəki 1-ci toplanandakı qarışıqın sıxlığını təsvir edir və qarışıqın hesablanması üçün aşağıdakı asılılıqdan istifadə edilir:

$$\rho_{qar} = \rho_r \varphi_r + \rho_{su} \varphi_{su} + \rho_n \varphi_n \quad (22)$$

$$\varphi_n + \varphi_{su} + \varphi_r = 1 \quad (23)$$

Axındakı neftin, suyun və qazın sıxlığı aşağıdakı ifadələrdən tapılır:

$$\rho_n = \rho_n + b_n(p - p_0) \quad (24)$$

$$\rho_{su} = \rho_{su0} + b_v(p - p_0) \quad (25)$$

$$\rho_r = \rho_{r0} \frac{p T_0}{p_0 T_Z} \quad (26)$$

burada b_n, b_{su} – uyğun olaraq neftin və suyun həcm sıxılma əmsalıdır (eksperiment yolu ilə təyin edilir).

Neftin, suyun və qazın həcm sərfi aşağıdakı düsturlarla təyin edilir:

$$q_n = Q_m \frac{100 - R_{su}}{100} \cdot \frac{\rho_{no}}{\rho_n} \quad (27)$$

$$q_{su} = Q_m \frac{R_{su}}{100} \cdot \frac{\rho_{su0}}{\rho_{su}} \quad (28)$$

$$q_r = \left[Q_m \frac{100 - R_{su}}{100} a(p_n - p) + Q_{ia} \right] \frac{\rho_{r0}}{\rho_r} \quad (29)$$

burada Q_{ia} – işçi agentin həcmidir.

Axında həcm sərfi ilə fazaların arasındakı sərf arasındakı asılılıq aşağıdakı ifadələrlə verilir:

$$\beta_n = \frac{q_n}{q_n + q_{su} + q_r} \quad (30)$$

$$\beta_{su} = \frac{q_{su}}{q_n + q_{su} + q_r} \quad (31)$$

$$\beta_r = \frac{q_r}{q_n + q_{su} + q_r} \quad (32)$$

Quyunun daxilində axında temperaturanın paylanması xəttidir:

$$T = T_{dib} + \frac{T_{qa} - T_{dib}}{H} x \quad (33)$$

burada: T_{dib}, T_{qa} – quyudibində və quyuağzında temperaturlardır.

Mayenin sıxlığı aşağıdakı düsturla tapılır:

$$\mu_m = \frac{\mu_n \varphi_n + \mu_{su} \varphi_{su}}{\varphi_n + \varphi_{su}} \quad (34)$$

Qarışıqın Reynolds və Frud parametrləri

$$Re_{qar} = \frac{4(q_n \rho_n + q_{su} \rho_{su} + q_r \rho_r)}{\pi d \mu_m} \quad (35)$$

$$Fr_{qar} = \left[\frac{4(q_n + q_{su} + q_r)}{\pi d^2 \sqrt{gd}} \right]^2 \quad (36)$$

(21) və (22) ifadələrində həqiqi qaz tutumu – φ_Q və hidravlik müqavimət əmsalı – λ_{qar} , Reynolds – Re_{qar} , Frud – Fr_{qar} parametrlərinin funksiyaları və qaztutumunun sərfi – β_r məlum deyil.

$\varphi_r = f(\beta_r, FR_{qar}, Re_{qar})$ və $\lambda_{qar} = f(\beta_r, FR_{qar}, Re_{qar})$ asılılıqları böyük miqdarda eksperiment nəticələrinin riyazi statistika üsulları ilə işlənməsi nəticəsində alınmışdır.

Hidravlik müqavimət əmsalları üçün aşağıdakı asılılıqlar alınmışdır:

$\tau_0 = 0$ olduqda

$$\varphi_r \leq 0.422 \text{ üçün } \varphi_{qar} = \frac{0.6}{Re_{qar}^{0.315}}$$

$$\varphi_r > 0.422 \text{ üçün } \varphi_{qar} = \frac{0.6}{Re_{qar}^{0.315}} \quad (37)$$

$\tau_0 > 0$ olduqda

$$\varphi_r \leq 0.845 \text{ üçün } \varphi_{qar} = \frac{1.1 - 1.3 \varphi_r}{Re^{*0.8}}$$

$$\varphi_r > 0.845 \text{ üçün } \varphi_{qar} = \frac{0.015}{Re^{*0.8}} \quad (38)$$

(21)-ə daxil olan $F_{sür}$ kəmiyyətini aşağıdakı ifadədən tapırlar:

$$F_{sür} = 8 \lambda_{qar} \rho_{qar} \frac{(q_n + q_{su} + q_r)^2}{\pi^2 d^5} \quad (39)$$

(21)-(39) tənliklərinin həlli quyunun göstəricilərindən istifadə edərək (dib və lay təzyiqi, məhsuldarlıq əmsalı, sulaşma və qaz faktoru, neftin, suyun və qazın fiziki parametrləri, quyunun dərinliyi, qazın neftdə həllolma əyrisi, quyuağzı təzyiq və işçi təzyiq) işçi agentin liftə nəql edilmə dərinliyini, sərfini və təzyiqin qaldırıcının lüləsində paylanması təyin etməyə imkan verir.

Qaldırıcının iş rejiminin hesabını 3 mərhələdə aparırlar:

- quyunun fontan vurmasının mümkünliyünü yoxlamaq;
- işçi agentin liftə nəql edilmə dərinliyinin təyin etmək;
- işçi agentin sərfinin təyin etmək.

Yuxarıda göstərilən hesablama üsulları əsasən şaquli gövdəsi qazlift quyularına aiddir. Maili, daha doğrusu, mürəkkəb fəza ayrılıqları ilə xarakterizə edilən qazlift quyularında qaldırıcıda maye-qaz qarışıqının

hesabat modelləri daha mürəkkəb olmalıdır.

Mütəxəssislər uzun zaman güman edirdilər ki, maili qazlift quyuları da şaquli qazlift quyuları kimi layihələndirilir. Maili quyularda qaldırıcı borularda və boruarxası fəzada maye-az axınının hərəkəti prosesində təzyiq itkisinin hesabı şaquli gövdəli quyularda olduğu kimi aparılmalıdır. Maili qazlift quyularını layihələndirmək üçün bir neçə əmsallar qəbul edirdilər və bu quyuların qazliftlə uğurlu istismarını təmin edirdi.

Quyunun gövdəsinin şaquli müstəvi ilə əmələ gətirdiyi bucaqdan asılı olaraq nasos-kompresor boruları üzrə hesabat təzyiqinə əlavə əmsal daxil etmək labüddür.

Əgər quyunun gövdəsinin şaquli müstəvi ilə əmələ gətirdiyi bucaq

$$\alpha=10\div30^\circ \text{ olanda, } P_{dib}=P_{dib \text{ şaq}} + 0.1 \cdot P_{dib}$$

$$\alpha=20\div70^\circ \text{ olanda, } P_{dib}=P_{dib \text{ şaq}} + 0.2 \cdot P_{dib}$$

Beləliklə, maili quyularda qazlift qurğusunu layihələndirərkən onun gövdəsində maye-qaz qarışığının təzyiq qradiyenti ekvivalent dərinlikli şaquli gövdəli quyunun təzyiq qradiyentinə gətirilir, sonra qazlift qurğusu şaquli quyularda olduğu kimi layihələndirilir.

Ümumi halda, qazlift quyuları üçün təzyiq radiyentinin korrelyasiya asılılığı aşağıdakı tənlik ilə yazıla bilər:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{ümumi}} = \left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{stat}} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{sürt}} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{ətalət}} \quad (40)$$

Ətalət qüvvəsini nəzərə almasaq, bu asılılıq aşağıdakı kimi olar:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right) = \rho_{\text{qar}} \cdot g \cdot \cos \theta + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{sürt}} \quad (41)$$

burada θ – quyunun gövdəsinin şaquli müstəvi ilə əmələ gətirdiyi bucaqdır.

Eyni dərinlikdə maili quyularda mayenin miqdarı şaquli quyulara nisbətən çox olur. Quyunun gövdəsinin şaquli müstəvi ilə meyl bucağı artdıqca borularda mayenin miqdarı artır. Bu bucaq $45\div75^\circ$ olduqda qazlift qaldırıcısının işi tam effektiv olur.

Məlumdur ki, quyuların mövcud istismar məlumatları əsasında onların iş rejiminin operativ yoxlanması və təhlili vacibdir, aktualdır. Quyuların mövcud iş rejimini müəyyən etmək üçün kovariasiya (avtokovariasiya) varioqramma, spektral təhlil, avtokorelyasiya, R/S – təhlil və s. statistik metodlara əsaslanan hesabat düsturları məlumdur. Bu məqsədlə neft sənayesi və başqa sənaye sahəsində mütəxəssislərin son zamanlar tez-tez müraciət etdikləri Herstin «müvəqqəti sıralar» funksiyasını

və onların fraktal xüsusiyyətlərini nəzərə alaraq quyuların mövcud rejimini təyin edək.

Fraktallar nəzəriyyəsində spektral sıxlıqla rəqs tezliyi arasında asılılıq aşağıdakı şəkildə verilir [8].

$$S(f) = A^2(f) = C_H \cdot \frac{1}{f^\beta} \quad (42)$$

burada C_H – avtokovariasiyadır.

Yuxarıdakı asılılığı loqarifmalasaq alarıq:

$$2 \ln A = C_H - \beta \lg f \quad (43)$$

Sonuncu bərabərlik bucaq əmsalı β olan düz xəttin tənliyidir. β əmsalı R/S təhlili əsasında təyin edilən Herst parametri ilə sıx əlaqədardır. R/S – metodunu və yaxud orta gətirilmiş amplituda üsulunu yeni statistik üsul kimi Herst təklif etmişdir.

Müəyyən edilmişdir ki, çox müvəqqəti sıralarda orta gətirilmiş amplituda aşağıdakı asılılıqla kifayət qədər dəqiq yazıla bilər:

$$\left(\frac{R}{S}\right) = \left(\frac{\tau}{2}\right)^H; (a\tau)^H = R/S \quad (44)$$

burada: τ – müşahidə vaxtı;

H – Herst parametri;

a – sərbəst təsadüfi ədəddir, $a=1.3\pm0.1$.

Yuxarıdakı 2 fraktal ölçünün əlaqəsinin vacibliyi ondadır ki, onların qiyməti əsasında prosesin fraktal xüsusiyyətini müəyyən etmək olur.

Fraktal proseslər « H » parametrlərinin qiymətindən asılıdır. « H » parametri $0 < H < 0.5$, $H=0.5$ və $0.5 < H < 1$ intervallarında dəyişir.

R – parametrin maksimum və minimum dəyişmə həddinin fərqi (orta gətirilmiş amplituda):

$$R = E_{\max} - E_{\min}$$

burada: $E_{\max}$, $E_{\min}$ – parametrin maksimum və minimum qiymətidir.

R/S – parametrlərində S – kəmiyyəti müşahidələrin nəticəsində təyin edilir və ölçmələrin dispersiyasından kvadrat kökdür.

$$S = \sqrt{\frac{1}{m} \sum (x_m - M_k)^2}$$

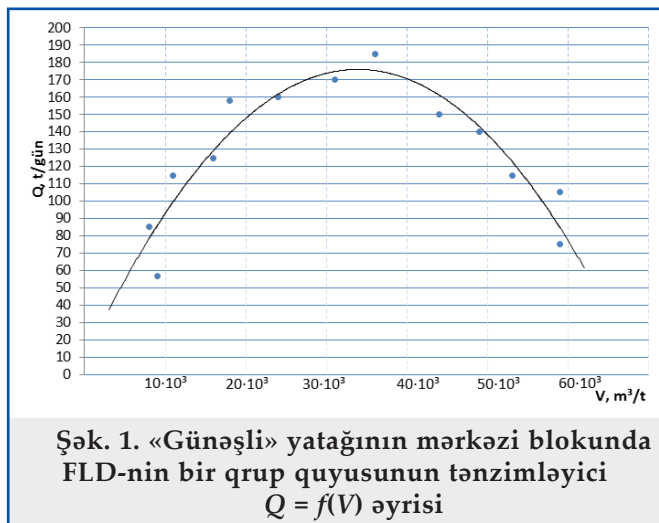
burada: M_k – m qədər müşahidənin orta hesabı qiymətidir;

x_m – müşahidənin cari qiymətidir.

Mədən məlumatlarından R və S -i təyin etdikdən sonra təhlil edilən prosesin fraktallıq dərəcəsini

$$\frac{R}{S} = \left(\frac{\tau}{2}\right)^H$$

ifadəsindən bucaq əmsalını təyin etməklə mümkün olur, yaxud sonuncu asılılığı aşağıdakı kimi də



yazmaq olar:

$$\frac{R}{S} = (at)^H$$

Bu ifadəni loqarifmalasaq alarıq:

$$\ln \frac{R}{S} = H \ln t + \ln a \quad (45)$$

Sonuncu ifadədən Herst parametrinin (H) qiymətini tapmaq olar.

Bu məqsədlə «Günəşli» yatağının mərkəzi blokunun bir qrup FLD-dən işləyən qazlift quyularının mədən məlumatlarına əsasən Herst parametrini təyin edək və quyunun iş rejimini müəyyən edək.

Quyuların istismar göstəriciləri 1 saylı cədvəldə verilir.

Cədvəldə göstərilən quyuların hasilatı bir il müddətində 60-80 dəfə ölçülmüşdür.

Şəkil 1-də bu quyuların hasilat dinamikasının qrafiki verilir.

Quyuları seçərkən onların haqqında məlumatların bircinsli olmasına xüsusi fikir verilməlidir ki, məlumatlar statistik informatik olsun, yəni onların istismar kəmərinin, liftlərinin konstruksiyasının və süzgəclərinin ölçüsü eynidir, hasilatları və işçi agentin sərfi bir-birinə yaxındır.

Şəkil 1-dən göründüyü kimi seçilmiş quyular üçün fərdi olaraq təhlil edilən ildə orda gündəlik hasilat və qazın xüsusi sərfinə əsasən ümumi $Q-V$ əyrisi qurulmuşdur.

Quyuların hasilat dinamikasını təhlil etmək üçün Herst parametrindən istifadə edək [5, 6].

Cədvəl 2-də «Günəşli» yatağının mərkəzi blokunun bir qrup qazlift quyularının hasilat dinamikasına əsasən hesablanmış Herst göstəricisinin qiymətləri verilir.

Şəkil 2-də 106 saylı quyu üçün H ədədinin təyini

Cədvəl 1 Herst parametrini təyin etmək üçün seçilmiş quyuların istismar göstəriciləri									
Sıra №-si	Quyu №-si	Horizont	Təzyiq, MPa		Hasilat, m³/gün			Qaz sərfi, m³/gün	Xüsusi qaz sərfi, m³/m³
			işçi təzyiq	bufer təzyiqi	Neft	Su	Qaz		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	17	FLD	44/60	18/21	41	-	32650	23750	1375.6
2	67	FLD	70/105	25/30	36	80	16956	1785	520.5
3	89	FLD	46/105	18/20	90	-	15447	7257	274.5
4	106	FLD	63/77	22/28	46	-	28932	11656	882.4
5	107	FLD	72/118	26/30	152	-	18650	16300	230.0
6	108	FLD	-/82	28/29	95	-	20225	13500	355
7	153	FLD	49/50	24/28	54	-	23221	17690	370
8	168	FLD	-/52	25/29	159	-	24185	3221	172
9	185	FLD	-/58	26/27	121	-	24650	16845	343
10	192	FLD	-/56	15/19	56	-	18468	11618	537
11	194	FLD	48/92	30/38	120	-	46073	21953	566.8
12	198	FLD	-/60	15/25	87	-	13485	7200	238
13	274	FLD	9/96	32/33	99	-	25382	18032	438.5
14	276	FLD	80/82	12/14	47	-	10231	4031	303
15	216	FLD	-/76	20/22	123	-	9400	15000	198

əyani olaraq göstərilir:

«Günəşli» yatağının mərkəzi blokunun bir qrup quyularının mədən məlumatları əsasında onların həqiqi qaz tutumunu təyin edək.

Hesabatın nəticələri 3 saylı cədvəldə verilir.

Ümumiyyətlə, qazlift quyularının səmərəli istismarı onu elə texnoloji rejimdə istismar etməyi nəzərdə tutur ki, quyudan qaldırılan neftin miqdarı verilmiş optimallıq kriteriyasını təmin etsin. Optimallıq kriteriyası olaraq iqtisadi (quyunun məhsulunun minimum maya dəyərində müəssisənin maksimum gəliri), yaxud texnoloji (qazın mövcud ehtiyatında quyulardan maksimal neft hasil etmək) istismar parametrləri götürülə bilər. Biz ikinci optimallıq kriteriyasını qəbul edərək quyunun iş rejimini təyin edək.

Bu məqsədlə 3 saylı cədvəldən quyuların hidrodinamik parametrlərinin hesablanmış qiymətlərinə əsasən A.A. Toçiqinin qrafiklərini quraq və bu əyriylər ailəsilə Lorens əyriləri arasında analogiya qəbul edərək, Cini əmsalını hesablayaq. İşçi agentin səmərəli sərfini iymətləndirərək və bu əmsalların əvvəl təyin etdiyimiz Herst əmsalı ilə uzlaşmasını müəyyən edərək, quyuların mövcud iş rejimini təyin edək.

Şəkil 3-də 3 saylı cədvəlin məlumatları əsasında A.A. Toçiqinin əyriləri qurulmuşdur.

Cini əmsalının təyin edilməsi alqoritmi Lorens əyrisinin qurulmasını nəzərdə tutur. Bunun üçün hesablanmış qiymətlərə əsasən $\varphi = \varphi(\beta, Fr_{qr})$ əyriləri qurulur.

Bu əyriyə yalnız $\varphi = \beta$ halında qazın nisbi sürəti sıfır olur. Qalan hallarda qaz mayeyə nisbətən daha sürətlə hərəkət edir, yəni qazın nisbi sürəti artdıqca, o faydalı iş görməyərək səmərəsiz sərf edilir. Onda biz müxtəlif Lorens əyriləri alırıq. Bu əyriyə $\varphi = \beta$ xətti ilə 0abcDE əyri xətti arasında qalan sahəni

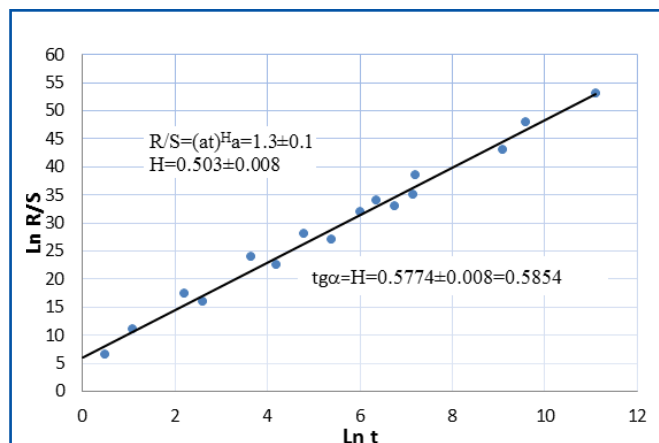
Cədvəl 2
Seçilmiş quyuların hasilat dinamikasına əsasən
hesablanmış Herst göstəriciləri

Sıra №-si	Quyuların №-si	Herst ədədi «H»	Q = f (V) qanadı
1	168	0.987	Sol
2	216	0.976	- " -
3	107	0.960	- " -
4	198	0.945	- " -
5	89	0.915	- " -
6	274	0.895	- " -
7	185	0.875	- " -
8	108	0.834	- " -
9	194	0.782	- " -
10	276	0.614	Sağ
11	67	0.583	- " -
12	192	0.572	- " -
13	153	0.593	- " -
14	106	0.585	- " -
15	17	0.320	- " -

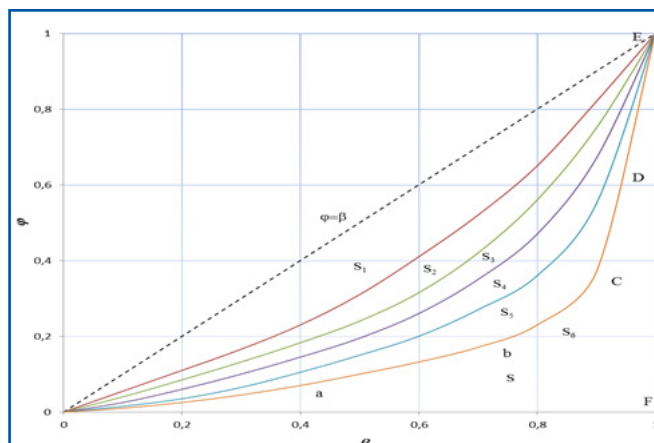
OEF üçbucağının S_i ($i = 1, 2, \dots, n$) sahəsinə bölmək lazımdır. Alınan qiymətlər işçi agentin sərfinin səmərəliliyi dərəcəsini göstərir. Bu əməliyyatı 276, 106, 67, 89, 153, 17 saylı quyular üçün aparaq. Əməliyyatın nəticələri cədvəl 2-də verilir.

Məlumdur ki, kvaziperiodik və xaosik siqnallar üçün uzun müddətli korrelyasiya olmadıqda $H=0.5-0.6$; periodik siqnallar üçün isə $H=0.8-1.0$ arasında götürülür.

Cədvəldən göründüyü kimi 168, 216, 107, 198,



Şəkil 2. 106 sayılı quyuların Herst (H) ədədinin təyininin əyani təsviri



Şəkil 3. Cədvəl 3-ün məlumatları əsasında qurulmuş A.Toçiqinin əyriləri

Seçilmiş quyuların hidrodinamik parametrləri																				Cədvəl 3	
Sıra sayı	Quyu №-si			Hasilat, m ³ /gün	Qaz faktorı, m ³ /m ³	Qaz sərti, m ³ /gün	Ümumi qaz faktorı, m ³ /m ³	Borunun girişində 1 m ³ neftdə həll olmuş qazın miqdarı, Q _h , m ³ /m ³	Havaya görə qazın nisbi sıxlığı, Δ	Stendinin diaqramasına əsasən neftin həcmi genişlənmə əmsali, B _n	Qazın iş şəraitində sıxlığı p _{qib} , kq/m ³	Neftin iş şəraitində sıxlığı, p _{nib} , kq/m ³	Neftin həcm sərti, Q _n , m ³ /s	Qazın həcm sərti, Q _q , m ³ /s	Qarışığın həcm sərti, Q _{qar} , m ³ /s	Qaz tutumunun həcm sərti, β	Qarışığın Frud ədədi, Fr _{qar}	Fr _n -in avtomodel qiyməti	Həqiqi qaz tutumu, φ	Həqiqi qaz tutumunun qazın həcm tutumuna nisbəti, φ/β	
	Q _n	Q _{su}	Q _{qaz}																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
1	17	41	-	32650	796	23750	1375.6	37.13	0.852	1.045	64.7	960.64	0.00064	64.7	0.0073	0.89	0.084	5.8	0.328	0.368	
2	67	36	80	16956	471	1785	520	62.5	0.852	1.054	135.5	890.7	0.00044	0.16886	0.1693	0.9974	56.11	5.75	0.6981	0.70	
3	89	90	-	15447	171.6	7257	252	56	0.852	1.056	135.85	882.2	0.0011	0.001	0.002855	0.876	1.124	5.8	0.602	0.308	
4	106	46	-	28932	629	11656	882	43.38	0.850	1.040	51.6	882.4	0.00183	0.0015	0.002855	0.450	0.82	5.85	0.30	0.666	
5	107	152	-	18650	122.7	16300	230	67.83	0.852	1.043	93.1	896.1	0.00183	0.0012	0.002855	0.800	1.64	5.6	0.255	0.64	
6	108	95	-	20225	213	13500	359	58.55	0.852	0.042	88.1	901.5	0.0012	0.0021	0.002855	0.836	1.96	5.7	0.445	0.70	
7	153	54	-	23221	430	17690	757.6	35.75	0.852	1.04	59.1	874.35	0.00065	0.0055	0.002855	0.1895	19.13	5.82	0.7	0.78	
8	168	159	-	24185	152	3221	172.36	37.13	0.851	1.043	61.1	873	0.002	0.0038	0.002855	0.87	31.55	5.8	0.686	0.70	
9	192	56	-	18468	330	11618	537	40.0	0.852	1.044	37.5	922	0.0068	0.031	0.002855	0.98	31.25	5.8	0.40	0.70	
10	194	120	-	46073	384	21953	566.9	50	0.852	1.043	80.12	888	0.0045	0.0064	0.002855	0.8205	11	5.78	0.686	0.70	
11	198	87	-	13485	155	7200	237.8	42.84	0.852	1.042	70.06	900	0.001	0.0018	0.002855	0.84	54.15	5.75	0.686	0.70	
12	276	47	-	10231	218	4031	305.4	57.8	0.852	0.041	92.46	896.8	0.00057	0.0014	0.002855	0.82	56.11	5.72	0.686	0.70	

89, 276, 185, 108, 153, 274 sayılı quyularda Herst göstəricisi 0.8-dən böyükdür. 274, 67, 192, 194, 106, 17 sayılı quyularda bu göstərici 0.4-0.6 arasında dəyişir. Deməli, $Q=f(V)$ əyrisinin effektiv qanadında (sağ qanad) işləyən quyulardan fərqli olaraq, effektiv qanadda (sol qanad) işləyən quyularda hasilatın zamandan asılılığı periodik rəqslər xarakteri daşıyır.

Odur ki, quyuların istismarının effektivliyini yüksəltmək üçün $Q=f(V)$ əyrisinin sağ tərəfində işləyən quyularda qərarlaşmış rejimdə tədqiqat apararaq bu quyuları əyrinin sol qanadına uyğun rejimdə istismar etmək lazımdır.

Qeyd etmək lazımdır ki, qazlift quyularının hasilat dinamikasının təhlili üçün Herst göstəricisi kifayət deyil. Ona görə ki, məlumatlarda kiçik tezlikli trend olduqda Herst göstəricisi 0.8-0.9 intervalda dəyişə bilər.

Oxşarlıq və ölçülər nəzəriyyəsinə əsasən müəyyən edilmişdir ki, həqiqi qaz tutumu (yerli) φ və hidravlik müqavimət əmsalı λ_{qar} qazlifti xarakterizə edən əsas parametrlərdir və aşağıdakı parametrik şəkildə yazıla bilər:

$$\varphi = \varphi(\beta, Fr_{qar}, Re_{qar}, We, \mu, \rho) \quad (46)$$

$$\lambda_{qar} = \lambda(\beta, Fr_{qar}, Re_{qar}, We, \mu, \rho) \quad (47)$$

burada: β - fazalardan birinin həcm sərf tutumu;

Fr_{qar}, Re_{qar}, W – uyğun olaraq Frud, Reynolds və Veyberq kriteriyaları;

μ, ρ - qarışığın dinamik özlülüyü və sıxlığıdır.

Qazlift quyusunun istismarının effektivliyini yoxlamaq üçün φ parametrindən istifadə etməklə H parametrinin hesablanmış qiymətinin düzgünlüyünü

Cədvəl 4 İşçi agentin sərfinin səmərəlik dərəcəsi				
Sıra sayı	Quyuların №-si	Sahələr, sm ²		Cini əmsalı, $C = \frac{S_i}{S}$
		S_i	S	
1	276	27	225	0.12
2	106	36	225	0.16
3	67	105	225	0.466
4	89	120	225	0.533
5	153	130	225	0.578
6	17	140	225	0.622

təyin etmək olar.

Sonuncu cədvəldən görünür ki, 276, 106, 67, 89, 153 sayılı quyularda Cini əmsalı kiçikdir. Bu isə o deməkdir ki, həqiqi (yerli) qaz tutumu kiçikdir, yəni qaz faydalı iş görməyərək quyunun ağzına qalxıb. Deməli, maili quyuda liftin ixtiyari kəsiyində maye fazanın həcmi qaz fazasından çoxdur. Odur ki, təzyiq qradiyenti böyükdür, yəni maili qazlift quyularında dinamik təzyiq qradiyentinin şaquli qazlift quyusunun uyğun dərinliyindəki təzyiq qradiyentinə bərabər olması üçün maili qazlift quyusuna qazın sərfini artırmaq lazımdır.

Beləliklə, aparılmış tədqiqatlardan belə nəticəyə gəlmək olur ki, maili gövdəli qazlift quyularının şaquli gövdəli qazlift quyularına nisbətən istismar texnika və texnologiyası kəskin fərqlənir.

Nəticə

Aparılan tədqiqatlar nəticəsində məlum olmuşdur ki, maili quyularda maye-qaz axınının xarakterinə və hidravlik parametrlərinə quyunun gövdəsinin mürəkkəb fəza quruluşu çox təsir edir. Maili quyularda axının cari en kəsiyində qaz tutumu şaquli qazlift quyularının uyğun dərinliyindəki qaz tutumuna nisbətən kiçik olur, buna görə də maili qazlift quyularının ixtiyari en kəsiyində təzyiq qradiyenti həmişə şaquli qazlift quyularının həmin həndəsi dərinliyindəki təzyiq qradiyentindən çox olur.

Bu səbəbdən eyni dərinlikdən eyni qədər maye qaldırmaq üçün maili quyularda şaquli qazlift quyularına nisbətən təxminən iki dəfə artıq işçi agent sərf etmək lazımdır.

Maili quyularda axının hidrodinamik xüsusiyyətlərinin mürəkkəb olması axının analitik modelini yaratmağı qeyri-mümkün etmişdir. Bu da məsələnin statistik üsullarla araşdırılmasını və onun praktiki həllini tələb edir. Təqdim edilən məqalədə məhz bu yol seçilmiş və maye-qaz axınının maili gövdəli qazlift quyularının göstəricilərinin qrupla hesablanması (МГВА – метод группового учета аргумента) üsulu ilə dinamik təzyiq qradiyentini təyin etmək üçün riyazi ifadə verilmiş və onun ədədi qiyməti tapılmışdır.

Aparılmış araşdırmalar nəticəsində məlum olmuşdur ki, quyunun gövdəsinin həndəsi forması mürəkkəb olduqca (Frud ədədinin kiçik qiymətlərində) boruların cari en kəsiyində həqiqi maye tutumu daha çox olur. Bu isə o deməkdir ki, borularda ümumi təzyiq balansında cəm ağırlıq qüvvəsi artır. Odur ki, maili qazlift quyularında dinamik təzyiq qradiyenti şaquli qazlift quyularının dinamik təzyiq qradiyentindən 20÷25 % çox olur.

Ədəbiyyat

1. Гигиберия, Г. Я. (1956). Вопросы гидравлики воздушных включений. *Труды Института Энергетики АН Груз. ССР*, 10.
2. Гужов, А. Л. (1974). Совместный сбор и транспорт нефти и газа. *Москва: Недра*.
3. Зайцев, Ю. В., Максutow, Р. А., Чубанов, О. В. и др. (1987). Теория и практика газлифта. *Москва: Недра*.
4. под ред. Ш.К. Гиматудинова. (1983). Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. *Москва: Недра*.
5. Федер, Е. (1991). Фракталы. *Москва: Мир*.
6. Хасанов, М. М. (1994). О методах анализа и управления самоорганизующимися процессами в нефтегазодобыче. *Нефтяное хозяйство*, 2, 74-77.
7. Мирзаджанзаде, А. Х., Сулейманов, Б. А., Шахвердиев, А. Х. и др. (1998). Способ газлифтной эксплуатации нефтяной скважины. *Патент РФ № 2122106*.

References

1. Gigiberiya, G. YA. (1956). Voprosy gidravliki vozdushnyh vklyuchenij. *Trudy Instituta Energetiki AN Gruz. SSR*, 10.
2. Guzhov, A. L. (1974). Sovmestnyj sbor i transport nefti i gaza. *Moskva: Nedra*.
3. Zajcev, YU. V., Maksutov, R. A., CHubanov, O. V. i dr. (1987). Teoriya i praktika gazlifta. *Moskva: Nedra*.
4. pod red. SH.K. Gimatudinova. (1983). Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanyh mestorozhdenij. *Dobycha nefti. Moskva: Nedra*.
5. Feder, J. (1988). *Fractals. New York : Plenum Press*.
6. Khasanov, M. M. (1994). On methods of analysis and control of self-organizing processes of oil and gas production. *Oil Industry*, 2, 74-77
7. Mirzadzhanzade, A. Kh., Suleimanov, B. A., Shakhverdiev, A. Kh., et al. (1998). Method of gas-lift well operation. *RU Patent 2122106*.

**Maili və şaquli qazlift quyularının
istismar xüsusiyyətlərinin müqayisəli araşdırılması və
təzyiq qradientinin təsirinin öyrənilməsi**

V.C. Abdullayev

"Neftqazelnitədqiqatlayihə İnstitutu", SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə maili quyularda quyu gövdəsinin mürəkkəb quruluşunun maye-qaz axınının xarakterinə və hidravlik parametrlərinə təsiri müqayisəli təhlil edilmişdir. Şaquli və maili qazlift quyularında eyni dərinlikdən eyni miqdarda mayenin qaldırılması üçün lazım olan işçi agentin (qazın) sərfi arasındakı fərq göstərilmişdir. Maili quyularda axının hidrodinamik xüsusiyyətlərinin mürəkkəb olması, axının analitik modelinin yaradılmasının qeyrimümkünlüyü qeyd edilmiş, bu məsələnin statistik üsullarla araşdırılması və onun praktiki həlli göstərilmişdir. Təqdim edilən məqalədə dinamiki təzyiq qradientinin məhz bu üsulla, yəni maili gövdəli qazlift quyularının göstəricilərinin qrup şəklində hesablanması üsulu ilə təyin edilməsi üçün riyazi ifadə verilmiş və onun ədədi qiyməti tapılmışdır.

Açar sözlər: şaquli və maili qazlift quyuları; təzyiq qradienti; xüsusi qaz sərfi; mayeqaz qarışığı.

**Сравнительное исследование эксплуатационных
характеристик наклонных и вертикальных газлифтных скважин и
изучение влияния градиента давления**

В.Дж. Абдуллаев

НИПИ "Нефтегаз", SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье проведен сравнительный анализ влияния сложной структуры тела скважины на характер и гидравлические параметры потока жидкость-газ в наклонных скважинах. Показана разница между расходом рабочего агента (газа), необходимого для подъема одинакового количества жидкости с одинаковой глубины в вертикальных и наклонных газлифтных скважинах. Принимая во внимание сложность гидродинамических свойств течения в наклонных скважинах, невозможность создания аналитической модели течения, в статье приведены исследования этой проблемы статистическими методами и дано ее практическое решение. В представленной статье было дано математическое выражение для определения динамического градиента давления этим методом, т. е. путем группового расчета показателей газлифтных скважин с наклонным корпусом, и найдено его численное значение.

Ключевые слова: вертикальные и наклонные газлифтные скважины; перепад давления; расход специального газа; газожидкостная смесь.

METAL COMPLEXES WITH DIHYDRAZONE
OF MALONIC ACID DIHYDRAZINER.H. İsmayilov¹, P.A.Fatullayeva²¹"OilGasScientificResearchProjekt" Institute, Socar, Baku, Azerbaijan²Institute of Catalysis and Inorganic Chemistry, National Academy of Sciences of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan

Metal complexes with dihydrazone of malonic acid dihydrazine

R.H. İsmayilov¹, P.A.Fatullayeva²¹"OilGasScientificResearchProjekt" Institute, Socar, Baku, Azerbaijan²Institute of Catalysis and Inorganic Chemistry, NAS of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

This research includes synthesis and characterization of transition metal complexes of Cu (II), Co (II) and Ni (II) with hydrazone Schiff base ligand. Schiff base ligand was synthesized by reaction of malonic ester dihydrazide and 5-bromo salicylaldehyde. The structure of obtained complexes was studied by IR and electron spectroscopy

KEYWORDS

hydrazone Schiff base ligand; copper complex; nickel complex; cobalt complex; IR and UV-Vis spectroscopy.

e-mail: inazim17@yahoo.com<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20210100008>

1. Introduction

The synthesis of complex compounds of hydrazone and its derivatives with its transition metals, the study of their structure and properties is one of the most intensively studied areas of chemistry of coordination compounds in the last 20 years [1-5]. Hydrazones exhibit several coordination sites, and they can easily coordinate with transitional metals to form transition metal complexes and show good biological properties. They are prepared by the reaction of hydrazide (R-NH-NH₂) and a carbonyl (C=O) compound (-aldo and -keto). Hydrazones of hydrazides, mono- and dicarboxylic acids open up a wide range of possibilities for the production of polydentate ligands. For example, dihydrazones of hydrazides of dibasic carbonic acids are polydentate ligands, forming mono-, di- and trinuclear complexes with transition metals.

Coordination compounds containing polydentate ligands are called chelates (from Greek chole, "claw"), and their formation is termed chelation. They can act as multidentate ligands when interacted with transition metals and show many applications in industry, agriculture, and applied in various fields of medicine [6, 7]. They have physiological and biological activities such as, in biological activities enable the hydrazone compounds and their complexes are suitable to be used as herbicides, insecticides, nematocides, rodenticides, and plant growth regulators. Acylhydrazones and their

transition metal complexes are included in the drugs used against tuberculosis and oncological diseases. They also show antimicrobial properties [1, 2]. The structure and properties of coordination compounds are determined by the structure of the organic ligand. Many different types of organic ligands are now known to be able to bind metal ions strongly. In this case, the structure of complex compounds depends on the electronic properties of the heteroatoms that make up the ligand, the number of coordinating atoms (dentate), their relative position, and the elasticity of the ligands.

2. Experimental

2.1. Materials and measurements

All reagents and solvents were obtained from commercial sources and were used without further purification unless otherwise noted.

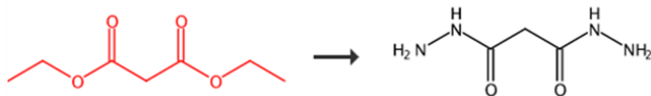
Electron absorption spectra were recorded on a UV-VIS Evolution 60S spectrophotometer. IR spectra were performed from KBr pellets with a Nicolet IS10 spectrophotometer from Thermo Scientific (USA) in the range of 400-4000 cm⁻¹.

2.2. Preparation of compounds

2.2.1. Malonic acid dihydrazide

The mixture of 3.2 g (0.02 mol) of malonic acid diethyl ester and 4 g 50 % hydrazine was refluxed for 5 hours. After cooling, the crude mixture was filtered and kept at room temperature for 1 day. The next day precipitated white crystals. Crystals were

washed with distilled water several times and dried. M.p.150 °C.



2.2.2. Synthesis of hydrazone from diethyl malonate dihydrazide with 5-bromo salicylic aldehyde (1)

The solutions 1.32 g (10^{-2} mol) malonic ester dihydrazide dissolved in 20 ml of methanol and 3.82 g ($2 \cdot 10^{-2}$ mol) 5-bromo salicylic aldehyde dissolved in 30 ml of ethanol were mixed and stirred on a magnetic stirrer at a temperature of 30-40 °C during 2 hours. Then the solution was filtered to remove insoluble impurities. After 20 minutes, light yellow crystals appeared, which were separated and dried in the air. IR (KBr) ν/cm^{-1} =3279m, 3179m, 1754s, 1735s, 1698s, 1608s, 1505s, 1463s, 1377m, 1343m, 1260w, 1173w, 822w, 722w, 636w, 488w.

2.2.3. Synthesis of Cu(II) complex (2)

Schiff base ligand (hydrazone) and $\text{Cu}(\text{NO}_3)_2 \times 3\text{H}_2\text{O}$ in a 1:1 ratio were used for the synthesis. A mixture of 0.72 g (0.01 mole) of ligand, 0.24 g (0.01 mole) copper nitrate, and 0.2 g of NaOH in methanol: water solution (ratio 5:1, 20 mL) was stirred about 15-20 minutes on a magnetic stirrer. Immediately the color changed to dark green. The substance precipitates in the solution as a green powder. The solid compound is filtered and dried. The melting point is determined Tm.p.>250°C. IR (KBr) ν/cm^{-1} =3589m, 3205wide, 1662s, 1617m, 1524m, 1467m, 1373s, 1286s, 1181m, 834w, 703w.

2.2.4. Synthesis of Ni(II) complex (3)

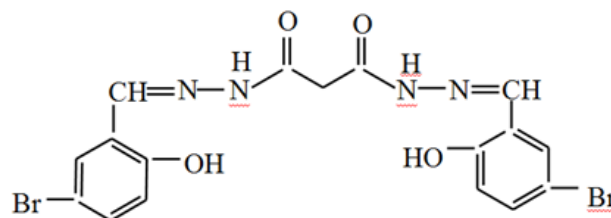
Schiff base ligand (hydrazone) and $\text{Ni}(\text{NO}_3)_2 \times 6\text{H}_2\text{O}$ in a 1:1 ratio were used for the synthesis. 0.72 g (0.01 mol) of ligand was dissolved in 20 ml ethanol and 0.29 g (0.01 mol) $\text{Ni}(\text{NO}_3)_2 \times 6\text{H}_2\text{O}$ was dissolved in 30 ml methanol. Then these solutions were mixed and stirred for about 5 minutes on the magnetic stirrer. The substance precipitates in the solution as a greenish-yellow powder. The solution was filtered and dried. M.p.>250°C. IR (KBr) ν/cm^{-1} =3465m, 3047wide, 1694w, 1606m, 1520m, 1457m, 1359s, 1289m, 1174s, 1085w, 847m, 825w, 652w.

2.2.5. Synthesis of Co(II) complex (4)

The Co (II) complex was obtained in a similar way as a Ni(II) complex. The substance precipitates in the solution as a dark red powder. The solution was filtered and dried. M.p.>250 °C.

Results and discussion

Malonic acid dihydrazide has a high elasticity due to its ability to rotate around the methylene group compared to other similar dibasic acids (oxalate, phthalic, etc.). The carbonyl group combined with the hydrazone group can be converted to keto and enol forms, and the hydrogen atom can be deprotonated during coordination. Therefore, dihydrazone from bis-salicylic acid of malonic acid dihydrazide acts as a potential mono-, bi-, tetraanion ligand during coordination. Cu (II), Co (II), and Ni (II) complexes were synthesized with 5-Br-salicyl hydrazone of malonic acid.



IR Spectra of Ligand and Complexes

Optical methods were used to study the various samples synthesized. Infrared spectroscopy is a very useful method for the structure elucidation of compounds, that is ligands and their complexes to show the moiety bonded to the center metals atoms subsequently. IR spectra of ligands and their metal complexes obtained from substances initially taken for synthesis were recorded on a Nicolet IS10 spectrophotometer from Thermo Scientific (USA) in the range of 4000–400 cm^{-1} . The difference between the ligand spectrum and its complexes showed coordination of Schiff base with metals ions [8].

In the IR spectra of HL ligand, the absorption band $\text{CH}=\text{N}-$ belonging to the azomethine group is 1608 cm^{-1} , and the absorption band $\text{C}=\text{O}$ belonging to the carbonyl group in the amide group is 1698 cm^{-1} . Two intensive 3279 and 3179 cm^{-1} strips belong to the NH groups. Due to the complex formation in the IR spectra of the Cu (II) and Ni (II) complexes, the azomethine bond shifts to 1617 cm^{-1} for the copper complex and 1606 cm^{-1} for the nickel complex. Observations of the absorption bands 3589 cm^{-1} in the copper complex and 3465 cm^{-1} in the nickel complex show that they also contain a water molecule. It was observed from IR spectra and certain bands were common in the spectra of metal complex and ligand which shows successfully synthesis of complex formation.

UV-Visible Spectra

The electronic spectra of the ligand **1** and its metal complexes were measured using UV-VIS Evolution 60S spectrophotometer in ethanol solutions. Absorption bands of 285 and 296 nm (doublet) and 340 nm are observed in the ligand **1** in the electron spectra drawn in ethyl alcohol (Fig.1). These bands belong to the π - π^* transitions and to the group of azomethine combined with a benzene ring at 340 nm. During the complex formation some changes in the electronic spectra of the complex have been observed. In case of complex Co(II), strong absorption bands of 225, 265 and bands with low intensity at 300 and 354 nm appear in the electronic spectra in the UV region [9]. Similar changes in the ligand absorption bands were observed in the electronic spectra of the copper(II) **2** and nickel(II) **3** complexes with synthesized hydrazone ligand **1** (Fig.2).

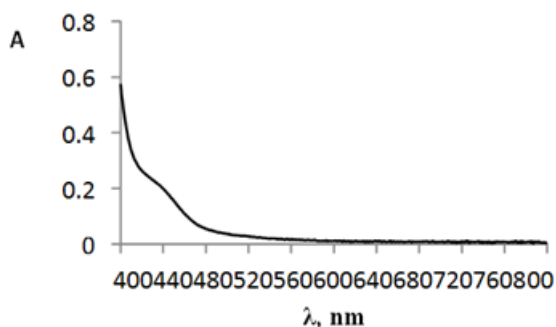
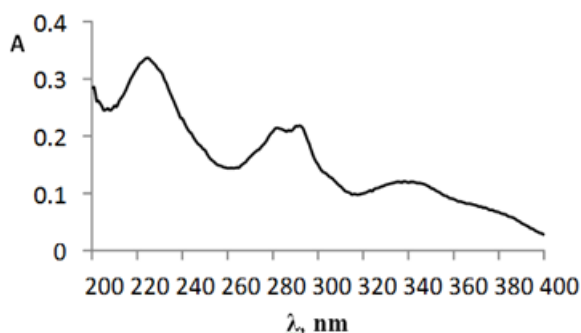
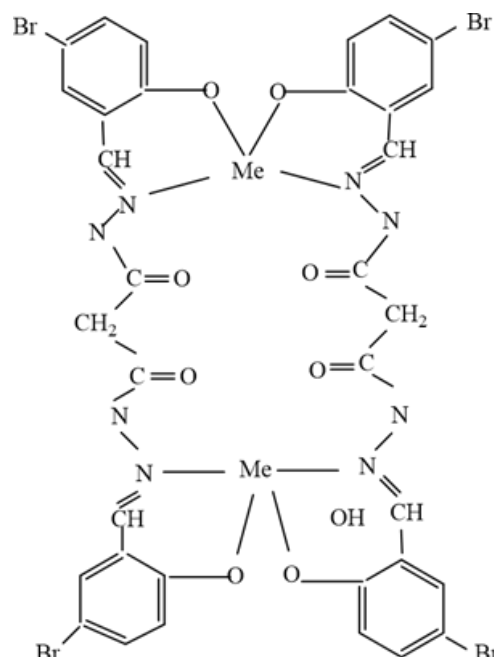


Fig. 1. UV-Vis spectra of the ligand **1**

Thus, it was confirmed by spectral methods that malonic acid dihydrazone behaves like a dianion tetradentate ligand and forms plane-square complexes with Cu (II), Co (II) and Ni (II) ions. The structure of the obtained complexes can be imagined as follows:

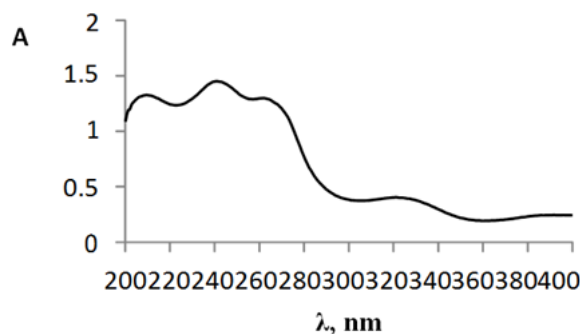


Fig. 2. UV-Vis spectra of the Ni(II) complex **3**

Conclusions

Hydrazones of acid hydrazides were synthesized by reacting hydrazides with aldehydes. The esters of malonic acid were reacted with hydrazine hydrochloride to form hydrazides, and then the hydrazide was reacted with 5-bromo salicylaldehyde to synthesize hydrazone. Copper nitrate, nickel nitrate and cobalt nitrate were reacted with as prepared hydrazone to synthesize metal complexes. The hydrazone and metal complexes were characterized by IR and UV-Vis spectroscopy. The IR bands observed around 1617 cm^{-1} for the copper complex and 1606 cm^{-1} for the nickel complex, due to $\text{CH}=\text{N}$ - group. The synthesized products showed encouraging results and may be used in different applications.

References

1. Mohamad, M. E. Shakdofa, M. H., Shtaiwi, N. M., Tayseer, M. A. A. (2014). Metal complexes of hydrazones and their biological, analytical and catalytic applications: A review. *Main Group Chemistry*, 13, 187–218.
2. Aly, S. A., Fathalla, S. K. (2020). Preparation, characterization of some transition metal complexes of hydrazone derivatives and their antibacterial and antioxidant activities. *Arabian Journal of Chemistry*, 13, 3735–3750.
3. Holló, B. B., Magyari, J., Armaković, S., et al. (2016). Coordination compounds of a hydrazone derivative with Co(III), Ni(II), Cu(II) and Zn(II): synthesis, characterization, reactivity assessment and biological evaluation. *New Journal of Chemistry*, 40, 5885–5895.
4. Kogan, V. A., Levchenkov, S. I., Popov, L. D., Shcherbakov, I. A. (2009). 1-hydrazinophthalazine based hydrazones and their transition metal complexes: structure and biological activity. *Russian Journal of General Chemistry*, 79(12), 2767–2775.
5. Svete, J. (2005). Synthesis of functionalized compounds containing pyridazine and related moieties. *Journal of Heterocyclic Chemistry*, 42, 361–373.
6. Bartos, A., Niedzielski, P., Buczyłko, K., Leszczyńska, J. (2019). Nickel chelate complexes as a target for polyclonal antibodies raised in rabbits and mice. *International Journal of Environmental Analytical Chemistry*, <https://doi.org/10.1080/03067319.2019.1691179>.
7. Dzhardimalieva, G. I., Uflyand, I. E. (2018). Design strategies of metal complexes based on chelating polymer ligands and their application in nanomaterials science. *Journal of Inorganic and Organometallic Polymers and Materials*, 28, 1305–1393.
8. Mandewale, M. C., Thorat, B., Shelke, D., Yamgar, R. (2015). Synthesis and biological evaluation of new hydrazone derivatives of quinoline and their Cu(II) and Zn(II) complexes against *Mycobacterium tuberculosis*. *Bioinorganic Chemistry and Applications*, 153015, <http://dx.doi.org/10.1155/2015/153015>
9. Şengül, E. E., Göktürk, T., Topkaya, C. G., Gup, R. (2020). Synthesis, characterization and DNA interaction of Cu(II) complexes with hydrazone-Schiff base ligands bearing alkyl quaternary ammonium salts. *Journal of the Chilean Chemical Society*, 65(2).

**Комплексы металлов с дигидразоном дигидразина
малоновой кислоты****Р.Х. Исмаилов¹, П. А. Фатуллаева²**¹НИПИ "Нефтегаз", SOCAR, Баку, Азербайджан²Институт катализа и неорганической химии Национальной академии наук
Азербайджана, Баку, Азербайджан**Реферат**

Представленное исследование включает синтез и характеристику комплексов переходных металлов Cu (II), Co (II) и Ni (II) с лигандом гидразонового основания Шиффа. Лиганд основания Шиффа был синтезирован реакцией эфира малоновой кислоты и 5-бромсалицилальдегида. Строение полученных комплексов изучено методами ИК и электронной спектроскопии.

Ключевые слова: гидразоновый лиганд основания Шиффа; медный комплекс; никелевый комплекс; кобальтовый комплекс; ИК- и УФ-видимая спектроскопия.

**Malonik turşusu dihidrazinin dihidrazonu ilə
metal kompleksləri****R.H. İsmayılov¹, P. A. Fətullaeva²**¹"Neftqazəlmətdəqiqatlayihə İnstitutu", SOCAR, Bakı, Azərbaycan²Kataliz və Qeyri-üzvi Kimya İnstitutu, Azərbaycan Milli Elmlər Akademiyası, Bakı, Azərbaycan**Xülasə**

Təqdim olunan tədqiqata Schiff əsaslı hidrazon liqandı ilə Cu (II), Co (II) və Ni (II) keçid metallar komplekslərinin sintezi və xarakteristikası daxildir. Schiff əsaslı liqand, malonik turşusu efiri ilə 5-brom-salisil-aldehidin reaksiyası ilə sintez edilmişdir. Alınan komplekslərin quruluşu İQ və elektron spektroskopiyası vasitəsilə öyrənilmişdir.

Açar sözlər: Schiff əsaslı hidrazon liqandı; mis kompleksi; nikel kompleksi; kobalt kompleksi; İQ və ultrabənövşəyi spektroskopiya.