

Scientific Petroleum

2023 №2

2023 № 2

Scientific Petroleum

$$S_{O_r=O_i-O_a} \\ S(0, Z, t) = 1 - S$$

$$Q^+ F^+ - m^+ D S^+ + K_4 + K^* (m - m^+) \frac{p^0}{p^0} D = Q^- F^- - m^- D S^- \\ S_w(t, Z, 0) = S_{w0}$$



Redaksiya heyəti

Baş redaktor:

Süleymanov Bağır Ələkbər oğlu, AMEA-nın müxbir üzvü, texnika elmləri doktoru, professor
«Neftqazelnitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Baş redaktorun müavini:

Vəliyev Elçin Fikrət oğlu, texnika üzrə fəlsəfə doktoru
«Neftqazelnitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Redaksiya heyətinin üzvləri:

Abdullayev Vüqar Cəmil oğlu, texnika üzrə fəlsəfə doktoru
«Neftqazelnitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

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

Əliyev Fikrət Əhmədli oğlu, AMEA-nın həqiqi üzvü, fizika-riyaziyyat elmləri doktoru, professor
Təbii 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
«Neftqazelnitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

İsmayilov Rayyət Hüseyn oğlu, kimya elmləri doktoru
«Neftqazelnitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Kazımov Elçin Arif oğlu, Rusiya Təbii Elmlər Akademiyasının Neft və qaz seksiyası üzrə xarici üzvü, texnika elmləri doktoru, dosent
«Neftqazelnitədqiqatlayihə» 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
«Neftqazelnitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

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

MÜƏLLİFLƏR ÜÇÜN

Jurnal müəlliflər və yaradıcı kollektivlər tərəfindən əvvəllər heç bir yerdə nəşr edilməyən, aşağıdakı istiqamətlər üzrə məqalələri qəbul edir:

- Faydalı qazıntı yataqlarının geologiyası, geofizikası, axtarışı və kəşfiyyatı
- Neft və qaz yataqlarının işlənməsi
- Quyuların qazılması
- Neft və qazın hasilatı
- Neft və qazın nəqli və saxlanması
- Neftin və qazın emalı. Neftkimya
- Neft-qazmaddə qurğuları (o cümlədən, dəniz hidrotexniki qurğuları, korroziyadan mühafizə və s.)
- Neft və qaz sənayesinin iqtisadiyyatı
- Neftqaz kompleksində ətraf mühitin mühafizəsi
- Bərpa olunan enerji mənbələri
- Neft və qaz sənayesi üçün təbii əhəmiyyəti olan fundamental elmi tədqiqatlar.

Jurnalımızda dərc olunacaq elmi-texniki və müəssisədə yerinə yetirilən işlərin nəticələrini əhatə edən məqalələr redaksiya heyəti tərəfindən rəydən keçirilir və təsdiqlənir.

Məqalələr azərbaycan, rus və ingilis dillərində qəbul olunur.

Məqalələr jurnalın saytında «Məqalənin jurnalda təqdim edilməsi» pəncərəsindən təqdim olunmalıdır.

Məqalədə müəlliflər haqqında aşağıdakı məlumatlar təqdim olunmalıdır: adı, soyadı, atasının adı, işlədiyi yer, poçt ünvanı, elektron ünvan və əlaqə telefonu.

Məqalənin elektron versiyasında aşağıdakı fayllar olmalıdır: 1) məqalənin mətnindən (*.doc, *.docx), qısa xülasəsindən (100 sözdən artıq olmayaraq), açar sözlərdən, cədvəllərdən, ədəbiyyat siyahısından, şəkilaltı yazılardan ibarət fayllar, 2) bütün illüstrasiyalardan ibarət fayllar. Hər bir şəkil və foto *.jpg, *.tiff, *.psd, *.cdr formatında ayrı-ayrı fayllarda təqdim olunmalıdır. Qrafik və diaqramlar *.xls, *.xlsx formatında olmalıdır.

Bütün fayllar bir *.rar faylında arxivləşdirilərək təqdim olunmalıdır.

ДЛЯ АВТОРОВ

Журнал «Scientific Petroleum» принимает к рассмотрению и публикует научные статьи, ранее нигде не публиковавшиеся, от авторов и творческих коллективов по следующим направлениям:

- Геология, геофизика, поиски и разведка месторождений полезных ископаемых
- Разработка нефтяных и газовых месторождений
- Бурение скважин
- Добыча нефти и газа
- Транспорт и хранение нефти и газа
- Переработка нефти и газа. Нефтехимия
- Нефтегазопромисловые сооружения (в т.ч. морские гидротехнические сооружения, защита от коррозии и т.д.)
- Информационные технологии
- Экономика нефтяной и газовой промышленности
- Охрана окружающей среды в нефтегазовом комплексе
- Фундаментальные научные исследования, имеющие прикладное значение для нефтяной и газовой промышленности

Научно-технические и производственные статьи, планируемые к опубликованию в нашем издании, проходят процедуры рецензирования и утверждения на редакционной коллегии.

Статьи принимаются на трех языках – азербайджанском, английском и русском.

В целях упрощения процедуры взаимодействия между автором (соавторами) и издателем статьи принимаются в электронном формате через окно «Подачи рукописи в журнал» на сайте журнала.

Статья должна содержать следующие сведения об авторах: фамилия, имя, отчество, ученая степень, место работы полностью, занимаемая должность, e-mail, почтовый адрес и телефон.

Электронная версия статьи должна содержать следующие файлы: 1) файл (*.doc, *.docx), содержащий текст статьи, краткую аннотацию (не более 100 слов), ключевые слова, таблицы, список литературы и подрисуночные подписи; 2) файлы, содержащие все иллюстрации. Каждый рисунок и фотографию необходимо представить отдельным файлом в формате *.jpg, *.tiff, *.psd, *.cdr. Графики и диаграммы должны быть представлены файлом в формате *.xls, *.xlsx.

Все файлы должны быть заархивированы в один файл формата *.rar.

GUIDE FOR AUTHORS

«Scientific Petroleum» is intended for oil and gas industry specialists, post-graduate (students) and scientific workers. Journal covers the fields of petroleum (and natural gas) exploration, production and flow in its broadest possible sense. Topics include:

- Oil and gas fields geology, geophysics and exploration
- Well drilling
- Reservoir and petroleum engineering
- Oil and gas transportation and storage
- Oil and gas refining. Petrochemistry
- Oil and gas field structures (including sea structures, corrosion protection and so on)
- Oil and gas industry economics
- Environment protection in oil and gas industry
- Fundamental scientific investigations having applied sense for oil and gas industry

Articles are published on three languages: Azeri, English and Russian.

To simplify procedure of interaction between author (co-authors) and publisher we encourage you to send us your article in electronic form so it can refereed without postal delays and be published more quickly.

When submitting a manuscript, authors need to provide following information about them: surname, first name, academic degree, affiliation, position, e-mail address, full postal address and phone number.

The electronic version of article must include the following files: 1) File (*.doc, *.docx) containing the text of article, short abstract (no longer than 100 words), keywords, tables, references and captions of figures; 2) Files containing all illustrations. Every figure and photograph should be given by separate file in the following format: *.jpg, *.tiff, *.psd, *.cdr). Graphs and diagrams should be presented as *.xls, *.xlsx.

Send you article's single compressed archive (*.rar) through the manuscript submission window «Submit your Paper».

Editorial Board

Editor-in-Chief:

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

Founding Editor:

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

Members of Editorial Board:

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

Abdullayev Geybulla S.
Petromaruz, Tashkent, Uzbekistan

Aliiev 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

Kazimov Elchin A.
«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

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
Petromaguz, 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 Виляят 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

Кязимов Эльчин Ариф оглы, иностранный член Российской Академии Естественных Наук по Секции
нефти и газа, доктор технических наук, старший научный сотрудник - доцент
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

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*

Jurnal 28.12.2023-cü il tarixindən Azərbaycan Respublikası Prezidenti yanında Ali Attestasiya Komissiyasının qərarına əsasən dissertasiyaların əsas nəticələrinin dərc edilməsi üçün tövsiyə edilən nəşrlərin siyahısına daxil edilmişdir

Jurnal Rusiya Elmi Sitatgətimə İndeksi sisteminə daxil edilmişdir

**«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***O. V. Rəcəbli*

Yalama-Xudat qalxımlar zonasında Mezozoy çöküntülərinin toplanmasının paleotektonik xüsusiyyətləri və neft-qazlılığı.....

6*N. Ə. İmamverdiyev, M. Y. Həsənquliyeva, A. Ə. Vəliyev,
R. E. Rüstəмова.*

Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin Üst Pliosen-Dördüncü dövr vulkanik kompleksinin ilkin maqmasının mənəbəyi.....

13**NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ İŞLƏNMƏSİ
VƏ İSTİSMARI***Q. A. Abbasov, N. N. Xəlilov, L. M. Talıbzadə,
L. B. Qurbanzadə*

Neft yataqlarının lay sularında duzçökmə prosesinin hidrogeoloji və hidrokimyəvi tədqiqatları.....

21*E. S. Abdullayeva*

Potensial qum təzahürləri riskləri ilə olan quyularda istifadə üçün köpük kompozisiyanın işlənməsi.....

30*K. İ. Mətiyev, M. E. Əlsəfərova, N. İ. Emel*

Neft sənayesində asfalten-qatran-parafin çöküntülərinə qarşı mübarizə üsulları.....

35*Ə. Q. Qurbanov, L. Q. Hacıkərimova, A. F. Əkbərova*

Asfalten-qatran-parafin və duz çöküntülərinə qarşı yeni inhibitor.....

41*M. A. Camalbəyov, X. M. İbrahimov, N. Ə. Əlizadə*

Zonal qeyri-bircins elastiki laylarda karbohidrogen qarışıqlarının su ilə sıxışdırılması prosesinin riyazi modeli.....

48*K. İ. Mətiyev, A. M. Səmədov, A. D. Ağazadə,
F. M. Əhmədov*

Neftmədən avadanlıqlarının duz çöküntülərindən inhibitor qorunmasının effektivliyinin qiymətləndirilməsi.....

57

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

Since 28.12.2023 the Journal is in the list of editions that are recommended for publication of main conclusions of DS and PhD dissertations by decision of Supreme Attestation Commission attached to the President of Azerbaijan Republic

Journal is indexed by Russian Scientific Citation Index

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

CONTENTS

OIL AND GAS FIELDS EXPLORATION, GEOLOGY AND GEOPHYSICS

- O. V. Rajabli*
Paleotectonic characteristics and oil-gas content of Mesozoic sediment accumulation in the Yalama-Khudat uplift zone..... **6**
- N. A. Imamverdiyev, M. Y. Hasanguliyeva, A. A. Valiyev, R. E. Rustamova*
The source of the primary magma of the Upper Pliocene-Quaternary volcanic complex of the central part of the Lesser Caucasus..... **13**

RESERVOIR AND PETROLEUM ENGINEERING

- G. A. Abbasov, N. N. Khalilov, L. M. Talibzade, L. B. Gurbanzade*
Hydrogeological and hydrochemical studies of the process of salt deposition in reservoir waters of oil fields..... **21**
- E. S. Abdullaeva*
Development of a foam composition for use in wells with potential risks of sanding..... **30**
- K. I. Metiyev, M. E. Alsafarova, N. I. Emel*
Methods for combating asphalt resin and paraffin deposits in the oil industry..... **35**
- A. Q. Gurbanov, L. Q. Hajikerimova, A. F. Akperova*
New inhibitor against asphaltene-resin-paraffin deposits and salts..... **41**
- M. A. Jamalbayov, Kh. M. Ibrahimov, N. A. Alizadeh*
Mathematical model of the hydrocarbon displacement process by water in zonally heterogeneous deformable reservoirs..... **48**
- K. I. Matiyev, A. M. Samedov, A. D. Aghazadeh, F. M. Akhmedov*
Assessment of inhibitor protection efficiency of oilfield equipment from salt deposits..... **57**

Редакция журнала:

Главный редактор
Б. А. Сулейманов

Зам.главного редактора
Е. Ф. Велиев

Управляющий редактор
О. А. Зейналова

Дизайн/Графика
Т. Я. Абдуллаева

Веб-редактор
Е. Е. Мамедов

В соответствии с решением Высшей Аттестационной Комиссии при Президенте Азербайджанской Республики от 28.12.2023 года журнал включен в перечень изданий, рекомендованных для публикации основных итогов диссертаций на соискание ученых степеней кандидата и доктора наук

Журнал включен в систему Российского Индекса Научного Цитирования

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

СО Д Е Р Ж А Н И Е

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

О. В. Раджабли

Палеотектоническая характеристика и нефтегазоносность мезозойских отложений накопления Ялама-Худатской зоны поднятия.....

6

Н. А. Имамвердиев, М. Я. Гасангулиева, А. А. Велиев, Р. Э. Рустамова

Источник первичной магмы верхнеплиоцен-четвертичного вулканического комплекса центральной части Малого Кавказа.....

13

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Г. А. Аббасов, Н. Н. Халилов, Л. М. Талыбзаде, Л. Б. Гурбанзаде

Гидрогеологические и гидрохимические исследования процесса солеотложения в пластовых водах нефтяных месторождениях.....

21

Э. С. Абдуллаева

Разработка пенной композиции для применения в скважинах с потенциальными рисками пескопроявлений.....

30

К. И. Метиев, М. Э. Алсафарова, Н. И. Эмэл

Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтяной промышленности.....

35

А. Г. Гурбанов, Л. Г. Гаджикеримова, А. Ф. Акперова

Новый ингибитор против АСП отложений и солей.....

41

М. А. Джамалбеков, Х. М. Ибрагимов, Н. А. Ализаде

Математическая модель процесса вытеснения углеводородных смесей водой в зонально-неоднородных деформируемых пластах.....

48

К. И. Матиев, А. М. Самедов, А. Д. Ага-заде, Ф. М. Ахмедов

Оценка эффективности ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования от солеотложений.....

57

YALAMA-XUDAT QALXIMLAR ZONASINDA MEZOSOY ÇÖKÜNTÜLƏRİNİN TOPLANMASININ PALEOTEKTONİK XÜSUSİYYƏTLƏRİ VƏ NEFT-QAZLILIĞI

O. V. Rəcəbli

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Paleotectonic characteristics and oil-gas content of Mesozoic sediment accumulation in the Yalama-Khudat uplift zone

O. V. Rajabli

Azerbaijan State Oil and Industry Universit, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

In order to evaluate the paleotectonics of the Mesozoic sediments in the Yalama-Khudat uplift zone, lithofacies and tectonic activity index were used. Representation of lithofacies with more accurate data and digital values of thickness data help to obtain realistic results about paleotectonic development. In the study, the tectonic development of the Yalama area was evaluated based on geological data. Although the decrease of tectonic activity continued towards the end of the Cretaceous, the repetition of lithofacies can be explained by the repetition of marine transgression and regression processes in the same area. The paleotectonic accumulation conditions of the Cretaceous sediments had their influence on the oil-gas generation and collector characteristics of the sediments.

KEYWORDS:

Paleotectonic analysis;
Lithofacies features;
Sediment
accumulation rate;
Tectonic activity.

e-mail: orkhanrajabli@gmail.com

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200042>

Giriş

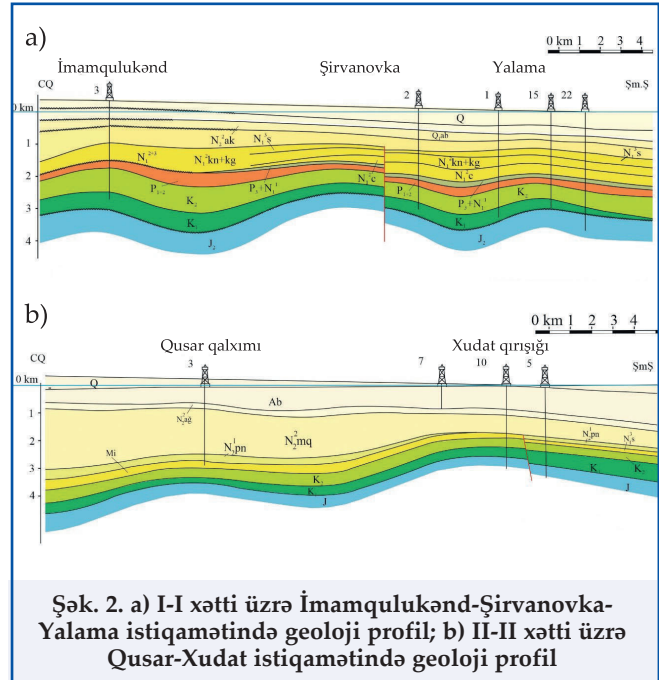
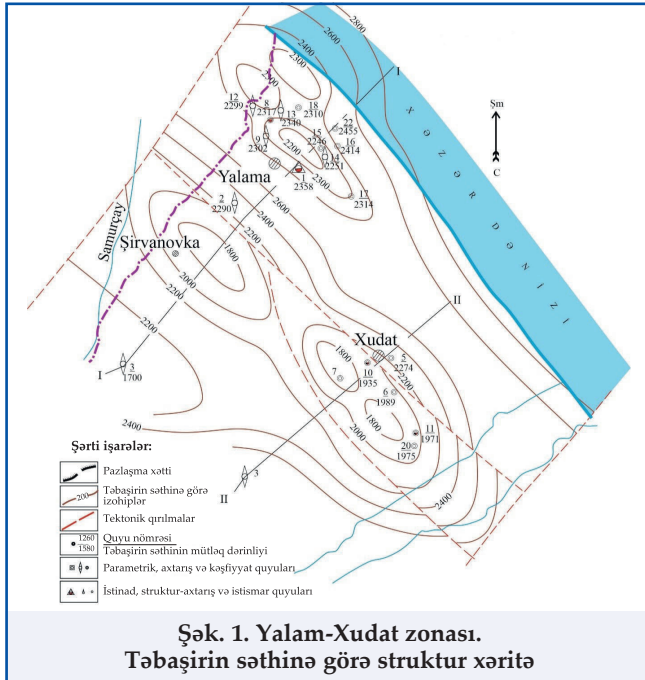
Qlobal miqyasda baş verən geodinamiki proseslər özlərini regional tektonik hərəkətlərdə əks etdirir. Neft-qazın əmələgəlməsi və tələlərdə toplanmasını araşdırmaq üçün regionun geoloji inkişafını izləmək lazımdır. Neftqazəmələgəlmə prosesinə təsir edən paleotektonik amil hövzənin inkişafının hansı tempə və hansı ardıcılıqla baş verdiyini əks etdirir.

Qusar-Dəvəçi törəmə çökəkliyində 1865-ci ildə G.V.Abix tərəfindən aparılmış tədqiqat işləri ilə çökəkliyin quruluşu haqqında ilk məlumatlar əldə edilir. V.Y.Xain Qusar-Dəvəçi törəmə çökəkliyinin Böyük Qafqazla birlikdə inkişaf etdiyini əsas götürərək onun plitə bünövrəsi üzərində yerləşmədiyi fikrini təklif edir. Çökəkliyin tektonik xüsusiyyətinin araşdırılmasında Kəngərlinin tədqiqatları xüsusilə qeyd olunur [2]. Qusar-Dəvəçi törəmə çökəkliyi öz dəyişkən paleotektonik xüsusiyyətinə görə fərqlənir. Törəmə çökəkliyin mərkəzi hissəsində mövcud olmuş Qusar-Xaçmaz qalxımı Mezozoy erasında öz inkişafını davam etmişdir. Kaynozoyun əvvəllərindən başlayaraq hövzədə qalxma prosesi enmə ilə əvəz olunur və Pliosen dövründə öz kluminasiya həddinə çatır. Hövzənin paleotektonikası Qusar-Xaçmaz qalxımının şimal və cənub istiqamətlərində çöküntülərdə müxtəlif formada qeyd olunmuşdur. Bunun səbəbi şimalda yerləşən Zeyxur çökəkliyinin və Yalama-Xudat qalxımlar zonasının Skif-Turan plitəsi ilə əlaqəsinin olmasıdır.

1960-1961-ci illərdə Qusar-Dəvəçi törəmə çökəkliyində dəqiq qravimetrik işlər nəticədə Yalama, Şirvanovka, Qaynarca, Xudat və Qusar qalxımları aşkar edilmişdir.

Yalama-Xudat qalxımlar zonası Qusar-Dəvəçi törəmə çökəkliyinin şimal hissəsində yerləşir. Onun cənub-qərbi Zeyxur çökəkliyi ilə sərhədlənir. Yalama-Xudat qalxımlar zonasında Yalama, Xudat və Şirvanovka strukturları ayrılır. Tektonik cəhətdən Yalama strukturu dik yatımlı şimal-şərq və az maili cənub-qərb qanada malik, iri və yastı tağlı asimmetrik qalxımdır. Mezozoy çöküntüləri üzrə Yalama sahəsində bir-birindən kiçik və dayaz yəhərlərlə ayrılan, cənub-şərq istiqamətində uzanan subplatforma tipli, kiçik ölçülü, yastı tağlı Şimali Yalama, Cənubi Yalama və Şərqi Yalama qalxımları müəyyən edilib. Xudat qalxımı Yalama qalxımından fərqli olaraq tektonik pozulmaya məruz qalmışdır. Daha bir fərqli xüsusiyyət isə layların pazlaşmasının özünü daha qabarıq göstərməsidir. Bu qalxımın fay tipli tektonik qırılma ilə pozulması və qırılmanın geoloji zaman boyu inkişafını göstərir. Bəzi məlumatlara görə isə bu qırılma qalxımın şimal-şərq kənarıdır (şəkl. 1, 2).

Qırılma şimal-qərb istiqamətində davam edərək Şirvanovka strukturunun quruluşunda da özünü göstərir. Yalama-Xudat qalxımlar zonası tədqiq olunanda Qafqaz istiqamətli bünövrə qalxımlarının olması və onların strukturları formalaşdırmasını açıq şəkildə görürük.

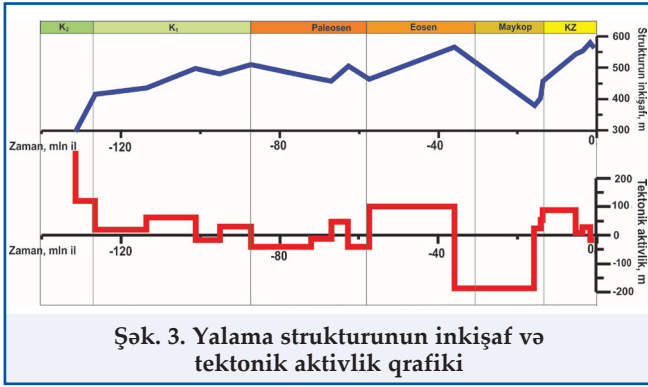


Tədqiqat metodu

Hövzənin neft-qazlılıq potensialını qiymətləndirmək məqsədilə çökmə örtüyündə iştirak edən stratigrafiya vahidlərinin dərinə gömülməsini, yatım xüsusiyyətlərini və daxilində yaranmış struktur formalarını təhlil edilir. Hövzənin paleotektonik inkişafını tədqiq etmək məqsədilə çöküntülərin litoloji-fasial

xüsusiyyəti və qalınlıqlar fərqi birgə təhlil edilir. Nəticədə müxtəlif stratigrafiya obyektləri arasında nisbi qiymətləndirilmiş paleotektonik proseslər haqqında məlumat əldə edilir. Üsulun tətbiqi üçün tektonik qalxımın müxtəlif hissələrindən əldə edilmiş qalınlıq məlumatları arasındakı fərq tapılmalıdır (cədv.).

Yalama sahəsində yerləşən quyularda çöküntülərin yatma dərinliyi və qalınlığı						Cədvəl
Stratigrafiya kompleksləri	Quyu 2		Quyu 14		Qalınlıqlar fərqi	Qalınlıqlar fərqi cəmi
	Dərinlik	Qalınlıq	Dərinlik	Qalınlıq		
Dördüncü dövr	225	225	243	243	-18	562
Abşeron	775	550	765	523	27	580
Ağcagil	974	199	955	190	9	553
Məhsuldar Qat	1338	364	1233	277	87	544
Sarmat	1625	287	1465	233	54	457
Karaqan	1895	270	1713	248	23	403
Çokrak	2020	125	2023	310	-185	380
Maykop	2245	225	2147	124	101	565
Qovundağ	2299	53	2242	95	-41	464
Sumqayıt	2347	48	-	0	48	505
Danimarka	2437	90	2345	103	-13	457
Maastrixt	2587	150	2535	190	-40	470
Kampan+Santon	2757	170	2675	141	30	510
Konyak+Turon	2904	147	2840	164	-17	480
Senoman	2966	61	-	0	61	497
Alb	3032	66	2886	46	20	436
Apt	3188	155	2921	36	120	416
Barrem	3576	389	3014	93	296	296



Şək. 3. Yalama strukturunun inkişaf və tektonik aktivlik qrafiki

Yalama və Xudat strukturlarının formalaşmasını izləmək üçün qalınlıq fərqləri cəmlənərək strukturun inkişaf qrafiki qurulmuşdur (şək. 3). Sahənin mərkəzi hissəsində qalınlığın qanadlara nisbətən azalması strukturun konsedimentasion inkişafda olduğunu göstərir. Nisbi olaraq qalınlığın azalma və artması zonda baş verən tektonik hərəkətləri əks etdirir. Qalınlıqlar fərqlərinin sıfırdan uzaqlaşması zonanın tektonik aktivliyinin mütəmadi olmasını ifadə edir [3].

Litofasial xüsusiyyətlər

Tədqiqat aparılan zonanın çöküntü örtüyü hövzənin inkişaf xüsusiyyətlərini araşdırmağa kömək edir. Xəzəryanı-Quba vilayətində Yuranın sonu paleotektonik şəraitdə ciddi dəyişikliklər baş verdiyi və onun Təbaşir dövrünün başlanğıcında davam etdiyi müşahidə edilir. Şimali Qafqazda dənizin reqressiya və qalxımların formalaşması çöküntülərin məhdud sahələrdə, hövzənin qalxımlararası çökəkliklərində toplanmasına səbəb olmuşdur [4].

Qusar-Xaçmaz gömülmüş qalxımlar zonasından şimalda Zeyxur çökəkliyi və ondan şimal-şərqdə yerləşən Yalama-Xudat zonasında Aalen və Bayos mərtəbəsinin çöküntüləri daha çox qumluqları ilə fərqlənilir ki, bu da onların Xəzər dənizi ərazisində yerləşən yuyulma zonalarına yaxın yerləşmələri ilə izah olunur.

Xəzəryanı-Quba neftli-qazlı rayonunda Yura yaşlı çöküntülər ayrı-ayrı çöküntü hövzələrinə aid olduqları üçün müxtəlif dərəcədə perspektivliyə malikdirlər. Yuxarıda qeyd etdiyimiz kimi, Şimali Qafqaz çökəkliyinin cənub-şərq hissəsi orta Yura zamanı Qusar-Xaçmaz və Yalama-Xudat qalxımlar zonası arasında yerləşmişdir. Orta Yura çöküntülərinin paleotektonik quruluşu və eləcə də toplanmış çöküntülərin litofasial xüsusiyyətləri, Yalama-Xudat zonasının hövzənin platforma börtündə yerləşdiyini və burada toplanan qumlu-gilli çöküntülərin Orta Xəzər yuyulma zonasından gətirildiyini göstərir.

Yalama-Xudat zonasında və eləcə də hövzənin cənub-qərb börtündə yerləşən Qusar-Xaçmaz qalxımlar zonasında orta Yura çöküntülərinin neft-qazlılı-

ğına mənfi təsir edən əsas amillərdən biri göstərilən rayonlarda orta Yura çöküntülərinin uzun müddətli yuyulma prosesinə məruz qalması olmuşdur. Məlum olduğu kimi, bu proses Yalama-Xudat zonasında son Barremə qədər davam etmişdir.

Yalama-Xudat qalxımlar zonasında Təbaşir sisteminin kəsilişində üst Barremdən qədim çöküntülər iştirak etmirlər. Yalama-Xudat sahəsində üst Barrem mərtəbəsi qalınlığı 186 m-ə çatan gilli-qumlu çöküntülərdən ibarətdir. Burada Apt çöküntüləri boz, tünd-boz rəngli nazik qumdaşı və əhəngdaşı araqlarına malik olan qumlu gillərlə təmsil olunmuşlar. Qumdaşılarının çəpəki laylaşması onların dayaz dəniz şəraitində çökdüklərini göstərir. Apt çöküntüləri qalınlıqlarının Cənubi Dağıstanın Şərq antiklinal zonasında olduğu kimi 50-130 m arasında dəyişməsi, Yalama qalxımının göstərilən zonanın cənub-şərq davamında yerləşdiyini göstərir. Alb çöküntüləri Xudat sahəsində tam yuyulmuş, Yalama sahəsində isə onlar qalınlıqları 75 m-ə çatan tünd-boz rəngli, narıncıdanlı qumdaşılardan, nadir mergel və gil araqlarından ibarətdirlər.

Apt əsrində Orta Xəzərdən çöküntülərin gətirilməsi ilə böyük qalınlıqlı çöküntü qatı əmələ gəlmişdir. Analoji vəziyyət Cənubi Dağıstanda da müşahidə olunmaqdadır. İmamqulukənd istiqamətində çöküntünün qalınlığının və gilliliyinin artması bu sahələrin hövzənin mərkəzi hissəsində yerləşdiyini göstərir. Apt əsrinin sonlarında iridənli çöküntülərin miqdarının azalması, çöküntülərin qumdaşı, gil və alevritlərlə əvəzlənməsi baş verir. Alb əsrində çöküntütoplanma dəniz səviyyəsinin kəskin dəyişmələri fonunda baş vermişdir. Bunu çöküntülərin qranulometrik xüsusiyyətinin dəyişkənliyi ilə də müşahidə etmək olar.

Qusar-Dəvəçi törəmə çökəkliyinin müxtəlif sahələrində axtarış quyuları və geofiziki işlərlə üst Təbaşir çöküntülərinin öyrənilməsinə cəhd edilmişdir. İndiyədək Qusar-Dəvəçi çökəkliyində 38 dərin kəşfiyyat quyusu qazılmışdır. Onlardan layihə dərinliyi 3500 m olan 1 saylı quyuyu (istinad quyusu) 01.03.1949-cu ildə Yalama qalxımının güman olunan tağ hissəsində Mezozoy çöküntülərinin stratigrafiya, litologiya və neft-qazlılığını öyrənmək üçün qoyulub. Bu quyuyu Antropogen və üst Maykop çöküntülərindən alt Təbaşirin Barrem mərtəbəsinə qədər olan bütün kəsilişi açmışdır. Yalama, Xudat, Şirvanovka və İmamqulukənd sahələrində qazılan quyularla üst Təbaşir çöküntüləri öyrənilsə də, Qusar-Xaçmaz qalxımlar zonasında bu çöküntülərin kəsilişdə iştirak etməməsi aşkar olunmuşdur. Üst Təbaşir çöküntülərinin litofasial xüsusiyyətlərini araşdırarkən Qusar-Xaçmaz qalxımlar zonasından şimalda olan hissəni Cənubi Dağıstanla birlikdə inkişafda olduğu məlum olur. Görünür, Dağıstanın Rubas çayından Zeyxur çökəkliyində vahid çökəklik mövcud olmuş

və çöküntütoplanma eyni hövzədə getmişdir.

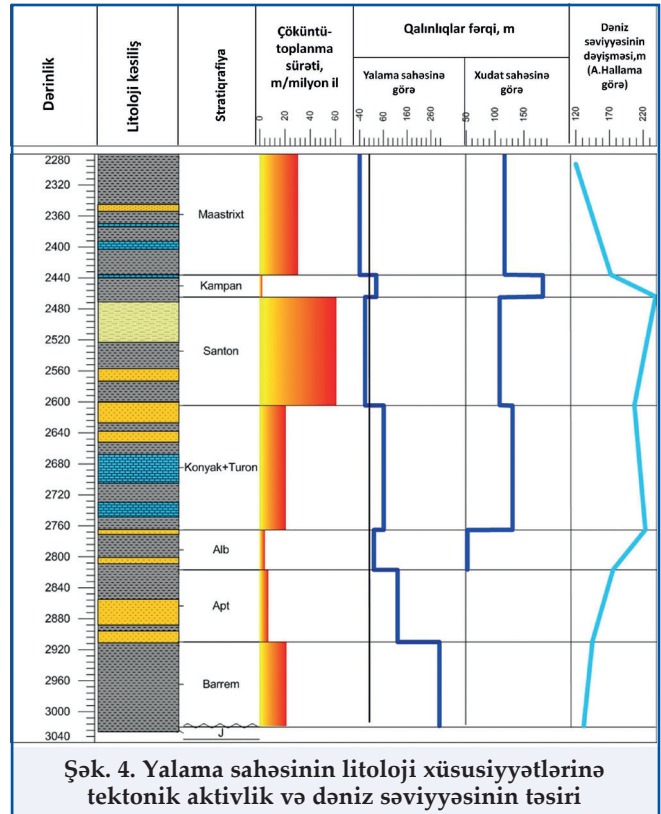
Senoman əsrində Qusar-Xaçmaz qalxımlar zonası çökəklik daxilində öz inkişafını davam etmişdir. Yalama-Xudat sahəsi də bu əsrdə böyük ölçülü ada şəklində mövcud olmuşdur. Onun şimalında İmamqulukənd və Cənubi Dağıstanda mergelli əhəngdaşlarının mövcudluğu müəyyən edilmişdir.

Alt Turon mərtəbəsi üst Təbaşirin karbonatlı çöküntülərin toplanmasının başlanğıcı sayılır. Bu əsrdən sonra kəsildə karbonat çöküntülərinin miqdarı artır. Turon əsrinin sonunda baş verən dənizin transqressiyası inkişafını davam etdirən qalxımlarda konqlomerat və çaqıl çöküntülərinin toplanmasına səbəb olur. Bu transqressiya nəticəsində qanadlarda və sinklinal hissələrdə ağ rəngli əhəngdaşı və mergel çöküntülərinin toplanması baş verir.

Konyak və Santon mərtəbəsi çöküntüləri kəsildə qırmızı gillərin olması ilə seçilir. Konyak əsri çöküntülərinin litofasial xüsusiyyətləri Turon çöküntülərinə uyğun olduğu üçün paleocoğrafiyada bir o qədər fərq müşahidə edilmir. Santon əsrində Yalama-Xudat qalxım zonasında dənizin transqressiyası baş verir. Toplanan çöküntülərdə ağ rəngli əhəngdaşları nəzərə çarır. Dağıstan ərazində Muqrin qalxımının inkişafı zəif sürətlə getdiyi üçün terrigen çöküntülərin miqdarı azalır. Həmçinin, Zeyxur çökəkliyində də terrigen çöküntülərin az olması Qusar-Xaçmaz qalxımının şimalında yuyulmanın zəif olduğunu göstərir.

Kampan əsrinin əvvəlində başlayan dənizin transqressiyası artıq əsrin ikinci yarısında maksimuma çatır. Bu zaman Dağıstanın Muqrin rayonunda qalxma prosesi sürətlənir. Nəticədə əhəngdaşlarında qumlu təbəqələrin də iştirakı mövcud olur. Muqrin rayonundan şərqdə isə dəniz şəraitində ağ rəngli əhəngdaşlarının toplanması baş verir. Turon əsrində başlayan dəniz transqressiyası Maastrixt əsrində maksimal həddə çatır. Çöküntülərin qalınlığı Cənubi Dağıstan çökəkliyində 800-1000 m, Yalama-Xudat qalxımlar zonasında isə 250-500 m-ə çatır. Litoloji tərkibdə qumdaşı və gil araqlarının iştirak etdiyi karbonatlı çöküntülər seçilir.

Beləliklə, Təbaşir çöküntülərinin litofasial xüsusiyyətlərinin müxtəlifliyi baş vermiş transqressiya və reqressiya prosesləri ilə izah edilir. Bu proseslərin baş vermə səbəbi həm quruda baş verən tektonik aktivlik, həm də dəniz səviyyəsinin dəyişməsinin göstərdiyi təsirdir (şəx. 4). Şəxildən görüldüyü kimi, Yalama sahəsinə görə qeyd olunmuş qalınlıqlar fərqi Təbaşirin sonuna doğru azalmışdır. Santon əsrindən sonra bu qalxımın öz inkişafını dayandırdığı qrafikdə əks olunmuşdur. Xudat sahəsində qalınlıqlar fərqi istifadə edərək qurulan qrafik onun Təbaşirin sonunda sabit tektonik aktivlikdə olduğunu əks etdirir. Hər iki sahəyə görə qalınlıqlar fərqi tektonik



Şəx. 4. Yalama sahəsinin litoloji xüsusiyyətlərinə tektonik aktivlik və dəniz səviyyəsinin təsiri

aktivliyi əsrlər boyu nisbi qiymətləndirməyə kömək edir. Çöküntü toplanma sürəti və qlobal dəniz səviyyəsinin dəyişməsi qrafiki ilə litofasial müxtəliflik arasında müəyyən əlaqə izlənilir.

Xəzəryanı-Quba NQR ərazisində Mezozoy çöküntü kompleksi üzrə ayrılan lokal strukturlar və bir sıra sahələrdə qeyri-antiklinal tələlər aşkar edilmişdir. Bu qalxımlar və tələlər karbohidrogenlərin toplanması üçün əlverişli şəraitin olması ilə fərqlənir və axtarış obyektləri kimi praktiki əhəmiyyət kəsb edir.

Neft-qazlılıq

Yalama-Xudat sahəsində Aalen və Bayos çöküntülərinin yüksək bitumlaşma (0.07%) dərəcəsi və bitumların neft xarakterli olması Yura sisteminin neftqaztörədici ana süxurlara aid olduğunun göstərir. Təbaşir çöküntülərindən Apt (0.004%) və Alb (0.004-0.007 %) az miqdarda yağlı bitumlara malikdirlər. Apt çöküntüləri neytral, Alb mərtəbəsinin Küllülü qumdaşları isə reduksiyaedici geokimyəvi şəraitlərdə çökmüşlər. Bu çöküntülərin məsələlikləri 8-20 %, keçiricilikləri isə 7-8 mD təşkil edir ki, bu da Cənubi Dağıstanın Xoşmənzil, Duzlaq və Berikey neft və qaz yataqlarında olduğundan bir qədər azdır. Qeyd etmək lazımdır ki, göstərilən yataqlarda alt Təbaşir çöküntülərinin kollektorluq xassələri və neft-qazlılıqları şimal-qərbdən cənub-şərqə doğru azalır. Belə ki, Berikey yatağında Apt çöküntülərindən

ilk neft hasilatı bəzi quyularda 250 t/gün-ə çatdığı halda, Duzlaq yatağında 44 t/gün-dən artıq olmayıb. Xoşmənzildə isə yalnız kiçik qaz yataqları aşkar edilmişdir.

Berikey və Duzlaq neft yataqları alt Təbaşir çöküntülərinin daha böyük qalınlıqlara malik olduğu və sonrakı geoloji dövrlərdə daha intensiv çökməsi ilə fərqlənən Sulak çökəkliyində generasiya olunan maye karbohidrogenlərin cənub-şərq istiqamətində miqrasiya nəticəsində formalaşdığı halda, Xoşmənzil qaz yatağı isə mərkəzi hissəsi Rubas və Çıraq çayları arasında yerləşən, nisbətən kiçik ölçülü Cənubi Dağıstan çökəkliyində generasiya olunan daha çox qaz tərkibli karbohidrogenlərin, şimal-şərq istiqamətində miqrasiyası nəticəsində əmələ gəlmişlər. Bu çökəkliyin cənub-şərq istiqamətində yerləşən Yalama və Xudat sahələrində də Xoşmənzildə olduğu kimi, üst Təbaşir çöküntülərində sənaye əhəmiyyətli neft-qaz yataqları aşkar edilməmişdir.

Təbaşirin kəsilişində Santon-Kampan və Maastrixt çöküntüləri yüksək bitumluluqları, Maastrixt mərtəbəsi çöküntüləri isə üzvi maddələrin yüksək dərəcədə (0.61-1.07 %) olmaları ilə fərqlənilirlər. Yalama sahəsində qazılmış 1 sayılı istinad quyusunda qazıma zamanı qaz təzahürlərinin, 12 sayılı quyuda isə gilli məhlul üzərində neft pərdələrinin olması göstərir ki, üst Təbaşir çöküntülərini də Apt və Alb çöküntüləri kimi neftqaztörədici çöküntülərə aid etmək olar. Buna Şərq antiklinal zonasının şimal-qərb batımında yerləşən Acısu yatağında Maastrixt-Danimarka mərtəbələrinin çatlı əhəngdaşlarından 0.7 mln.m³/gün hasilatla qaz-kondensatın alınması bir sübutdur.

Zeyxur çökəkliyinin mərkəzi hissəsində karbohidrogenlərin generasiya mərkəzindən miqrasiya olunan karbohidrogenlərin yolunda ilk struktur tələ olan Şirvanovka qalxımının neft-qazlılıq perspektivliyi Yalama qalxımından yüksək hesab olunur. Bu struktur tələnin yeri elektrik və seysmik kəşfiyyat məlumatlarına görə üst-üstə düşür. Strukturun şimal-şərq hissəsindən keçən qırılmadan şərqdə qazılmış Yalama-2 quyusu ilə Şirvanovka qalxımının neft-qazlılıq perspektivliyini qiymətləndirmək mümkün olmamışdır.

Yalama qalxımının güman olunan tağ hissəsində Mezozoy çöküntülərinin stratigrafiya, litologiya və neft-qazlılıqını öyrənmək üçün qazılmış 1 sayılı quyuda kəsilişin 2504 m-dən 2993 m-ə qədər olan dərinliyində qazıma zamanı güclü neft-qaz təzahürləri müşahidə olunub. Sınaq zamanı Təbaşir çöküntülərinin ayrı-ayrı intervallarından axın almaq mümkün olmayıb.

Yalama-1 dayaq quyusundan alınmış nəticələrə əsaslanaraq, Təbaşir çöküntülərində sənaye əhəmiyyətli

yətli neft-qaz kəşfiyyatı işləri aparılmağa başlanılıb. Yalama qalxımının güman olunan tağ hissəsində Təbaşir çöküntülərini öyrənmək üçün layihə dərinlikləri 3200 m olan 2, 3 və 14 sayılı quyular qazılıb. Göstərilən quyular müvafiq olaraq 3100 m, 3049 m və 3205 m dərinliklərə qədər qazılıblar. Onlardan 2 və 14 sayılı quyular alt Təbaşir (Barrem mərtəbəsi), 3 sayılı quyular üst Təbaşir çöküntülərini açıblar. 3 və 14 sayılı quyularda sınaq işləri aparılıb və müsbət nəticələr alınmayıb. Göstərilən quyular texniki səbəblərə görə ləğv ediləblər. Yalama sahəsində 9 sayılı quyular 3460 m dərinliyə qədər qazılıb və orta Yura çöküntülərini açıb. Sınaq zamanı 2925-2930 m (Apt) və 3275-3280 m (alt Təbaşir) dərinliklərdən az miqdarda qaz və kondensatla birlikdə su alınıb. Quyular texniki səbəblərə görə ləğv olunub.

Yalama sahəsində Təbaşir və Yura çöküntülərinin alt kəsilişini, litologiyasını, neft-qazlılıqını öyrənmək və tektonikanı müəyyən etmək üçün layihə dərinlikləri 4300 m və 4200 m olan 12 və 13 sayılı quyular qazılıb. Bu quyular 3845 m və 4205 m dərinliklərə qədər qazılıblar və Yura çöküntülərini açıblar. Hər iki quyular texniki səbəblərə görə ləğv edilib. Göstərilən sahədə sonrakı illərdə (1963-1973 illər) 2950-4265 m dərinliklərə qədər qazılmış 8, 15, 16, 17, 18 və 22 sayılı kəşfiyyat quyular üçüncü dövr, Təbaşir və Yura çöküntülərini açıbdır. Ümumi qazıma həcmi 40455 m olan 12 quyunun heç birində Mezozoy kompleksi çöküntülərindən neft-qaz axını alınmamışdır. Onlardan 6 quyular istehsalat məqsədini yerinə yetirib, qalanları isə texniki səbəblərə görə ləğv olunub.

Xudat sahəsində strukturun tağ hissəsində qazılmış 6 sayılı dərin quyular ilə kəşfiyyat işləri başlanmışdır. Quyunun layihə dərinliyi 3200 m, qazılmasının məqsədi isə Təbaşir və Yura çöküntülərinin litostratigrafiya və neft-qazlılıqını öyrənmək olmuşdur. Onun kəsilişində Üçüncü dövr, Təbaşir və qismən Yura çöküntüləri açılmışdır. Quyular geoloji səbəblərə görə ləğv edilmişdir. Xudat sahəsində cəmi 16305 m dərinliklə 6 dərin kəşfiyyat quyusu (5, 6, 7, 10, 11 və 20) qazılmışdır. Onlardan Mezozoy çöküntülərini 5 sayılı quyular 2180 m, 6-2040 m, 10-1994 m, 11-2030 m qalınlıqla açmışlar. Göstərilən quyulardan birinci 3 quyunun layihə dərinliyi 3200 m, 11 sayılı quyunun isə 4500 m olmuşdur. Bu sahədə Mezozoy çöküntülərinin açılmış maksimal qalınlığı 1675 m-ə çatır. 5 sayılı quyular texniki, 6 sayılı quyular isə geoloji səbəblərə görə ləğv olunmuşdur. Qazılmış 10 və 11 sayılı kəşfiyyat quyularında Yura və alt Təbaşir çöküntülərində qaz təzahürləri qeydə alınmışdır. Yura çöküntülərindən qaldırılmış süxur nümunələrində neft iyi olub. Hər iki quyular texniki səbəblərə görə ləğv edilib.

Nəticə

1. Yalama qalxımı Təbaşir dövrünün əvvəlində maksimal qalxmaya məruz qalmış və dövrün sonuna doğru tektonik aktivliyi zəifləmişdir.
2. Çöküntülərin litologiyasında qeyd olunmuş dəyişikliklər yalnız tektonik proseslərlə deyil, həm də regional və qlobal dəniz səviyyəsinin dəyişməsi ilə izah olunur.
3. Yalama sahəsinin kəsilişində müxtəlif paleocoğrafi şəraitlərin periodik təkrarlanması kollektor və örtüklərin formalaşmasına müsbət təsir etmişdir.
4. Qusar-Dəvəçi çökəkliyinin şimalında karbohidrogenlərin generasiya mərkəzi Zeyxur çökəkliyində yerləşmişdir. Zeyxur çökəkliyindən generasiya olunan karbohidrogenlər Yalama-Xudat qalxımına doğru miqrasiya etmişdir.

Литература

1. Gerrard, A. J. (1992). Sedimentary basins: evolution, facies, and sediment budget. *Berlin: Springer-Verlag*.
2. Кенгерли, Т. Н., Ахмедбейли, Ф. С., Алиев, А. М. (2005). Большой Кавказ /в кн. «Геология Азербайджана». Том IV. Тектоника. *Баку: Nafta-Press*.
3. Нейман, В. Б. (1984). Теория и методика палеотектонического анализа. *Москва: Недра*.
4. Süleymanov, Ə. M., Məhərrəmov, B. İ., Zeynalov, R. L. (2010). Xəzəryanı-Quba NQR-in Mezozoy çöküntülərinin neft-qazlıq perspektivliyinin paleotektonik və paleocoğrafi əsasları. *Azərbaycan Neft Təsərrüfatı*, 3, 3-7.
5. Халилов, А. Г. (1978). Стратиграфия Азербайджана (справочник). *Баку: Элм*.

References

1. Gerrard, A. J. (1992). Sedimentary basins: evolution, facies, and sediment budget. *Berlin: Springer-Verlag*.
2. Kengerli, T. N., Ahmedbeyli, F. S., Aliyev, A. M. (2005). The Greater Caucasus /in the book «Geology of Azerbaijan». Vol. IV. Tectonics. *Baku: Nafta-Press*.
3. Neumann, V. B. (1984). Theory and methodology of palaeotectonic analysis. *Moscow: Nedra*.
4. Suleymanov, A. M., Magerramov, B. I., Zeynalov, R. L. (2010). Paleotectonical and paleogeographical basis of oil and gas bearing prospects of Mesozoic deposits of the Precaspian-Gubian oil and gas bearing region. *Azerbaijan Oil Industry*, 3, 3-7.
5. Khalilov, A. G. (1978). Stratigraphy of Azerbaijan (reference book). *Baku: Elm*.

Палеотектоническая характеристика и нефтегазоносность мезозойских отложений накопления Ялама-Худатской зоны поднятия*О. В. Раджабли*

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Реферат

Для оценки палеотектоники мезозойских отложений Яламо-Худатской зоны поднятия использованы литофациальные показатели и индикаторы тектонической активности. Представление литофаций с более точными данными и цифровые значения данных о мощности помогают получить реалистичные результаты о палеотектоническом развитии. В ходе исследования тектоническое развитие площади Ялама было оценено на основе геологических данных. Хотя снижение тектонической активности продолжалось и к концу мела, повторение литофаций можно объяснить повторением морских трансгрессионных и регрессионных процессов на одном и том же участке. Палеотектонические условия накопления меловых отложений оказали влияние на нефтегазовая генерационные и собирательные особенности осадков.

Ключевые слова: палеотектоникий анализ; литофациальные особенности; скорость седиментации; тектоническая активность.

Yalama-Xudat qalxımlar zonasında Mezozoy çöküntülərinin toplanmasının paleotektonik xüsusiyyətləri və neft-qazlılığı*О. В. Раджабли*

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Yalama-Xudat qalxımlar zonasında Mezozoy çöküntülərinin paleotektonikasını qiymətləndirmək məqsədilə litofasial və tektonik aktivlik göstəricilərindən istifadə edilmişdir. Litofasial xarakteristikanın daha dəqiq məlumatlarla ifadə olunması, qalınlıq məlumatlarının isə rəqəmsal qiymətləri paleotektonik inkişaf haqqında reallığa yaxın nəticələr əldə etməyə kömək edir. Tədqiqat işində Yalama sahəsinin tektonik inkişafı geoloji məlumatlar əsasında qiymətləndirilmişdir. Təbəşirin sonuna doğru tektonik aktivliyin azalması davam etsə də, litofasial xüsusiyyətlərin təkrarlanması dənizin transqressiya və reqressiya proseslərinin eyni sahədə təkrarlanması ilə izah oluna bilər. Təbəşir çöküntülərinin paleotektonik toplanma şəraiti çöküntülərin neft-qaz generasiya və kollektorluq xüsusiyyətinə öz müsbət təsirini göstərmişdir.

Açar sözlər: paleotektonik analiz; litofasial xüsusiyyətlər; çöküntütoplanma sürəti; tektonik aktivlik.

KİÇİK QAFQAZIN MƏRKƏZİ HİSSƏSİNİN ÜST PLİOSEN-DÖRDÜNCÜ
DÖVR VULKANİK KOMPLEKSİNİN İLKİN MAQMASININ MƏNBƏYİN. Ə. İmamverdiyev*¹, M. Y. Həsənquliyeva², A. Ə. Vəliyev³, R. E. Rüstəmov¹¹Bakı Dövlət Universiteti, Bakı, Azərbaycan²ARETN Geologiya və Geofizika İnstitutu, Bakı, Azərbaycan³Azerbaijan International Mining Company, Bakı, Azərbaycan

The source of the primary magma of the Upper Pliocene-Quaternary volcanic complex of the central part of the Lesser Caucasus

N. A. Imamverdiyev*¹, M. Y. Hasanguliyeva², A. A. Valiyev³, R. E. Rustamova¹¹Baku State University, Baku, Azerbaijan²Institute of Geology and Geophysics of the Ministry of Science and Education Republic of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan³Azerbaijan International Mining Company, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The source of the primary magmatic magma of the Upper Pliocene-Quaternary trachybasalt-trachyandesite volcanic complex of the central part of the Lesser Caucasus is investigated in the article. The distribution of rare earth elements in the rocks of the trachybasalt-trachyandesite complex indicates that the source of the vulcanite's was a metasomatically altered garnet-bearing mantle substrate. Based on the geochemical characteristics of moderately alkaline olivine basalts, it was determined that the source of the magma is a lithospheric mantle containing metasomatized phlogopite-garnet-rutile.

KEYWORDS:

Lesser Caucasus;
Upper Pliocene-
Quaternary
volcanism; Primary
magma; Lithospheric
mantle hosting
metasomatized
phlogopite-garnet-
rutile.

*e-mail: inazim17@yahoo.com<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200043>

Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsində zaman və məkanca assosiasiya təşkil edən traxibazalt-bazaltik traxiandezit-traxiandezit və salik riolit tərkibli vulkanitlərdən ibarət olan Üst Pliosen-Dördüncü dövr yaşlı bimodal assosiasiya inkişaf etmişdir [1]. Əvvəlki çap olunmuş əsərlərdə bu assosiasyanın petrogeokimyəvi xüsusiyyətləri kifayət qədər işıqlandırılmışdır [1-7]. Bu məqalədə isə əsasən Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin Üst Pliosen-Dördüncü dövr traxibazalt-traxiandezit vulkanik kompleksinin ilkin maqmatik maqmasının mənbəyi araşdırılacaqdır.

Məlumdur ki, ilkin izotop qiymətləri və bəzi uyuşmayan elementlərin (yaxın paylanma əmsalı olan) nisbətləri kimi maddi xarakteristikalar fraksiyalaşma prosesində praktiki olaraq sabit qalır və diferensiasiyaya uğramış maqmanın maqmatik mənbəyinin tərkibini qiymətləndirməyə imkan verir.

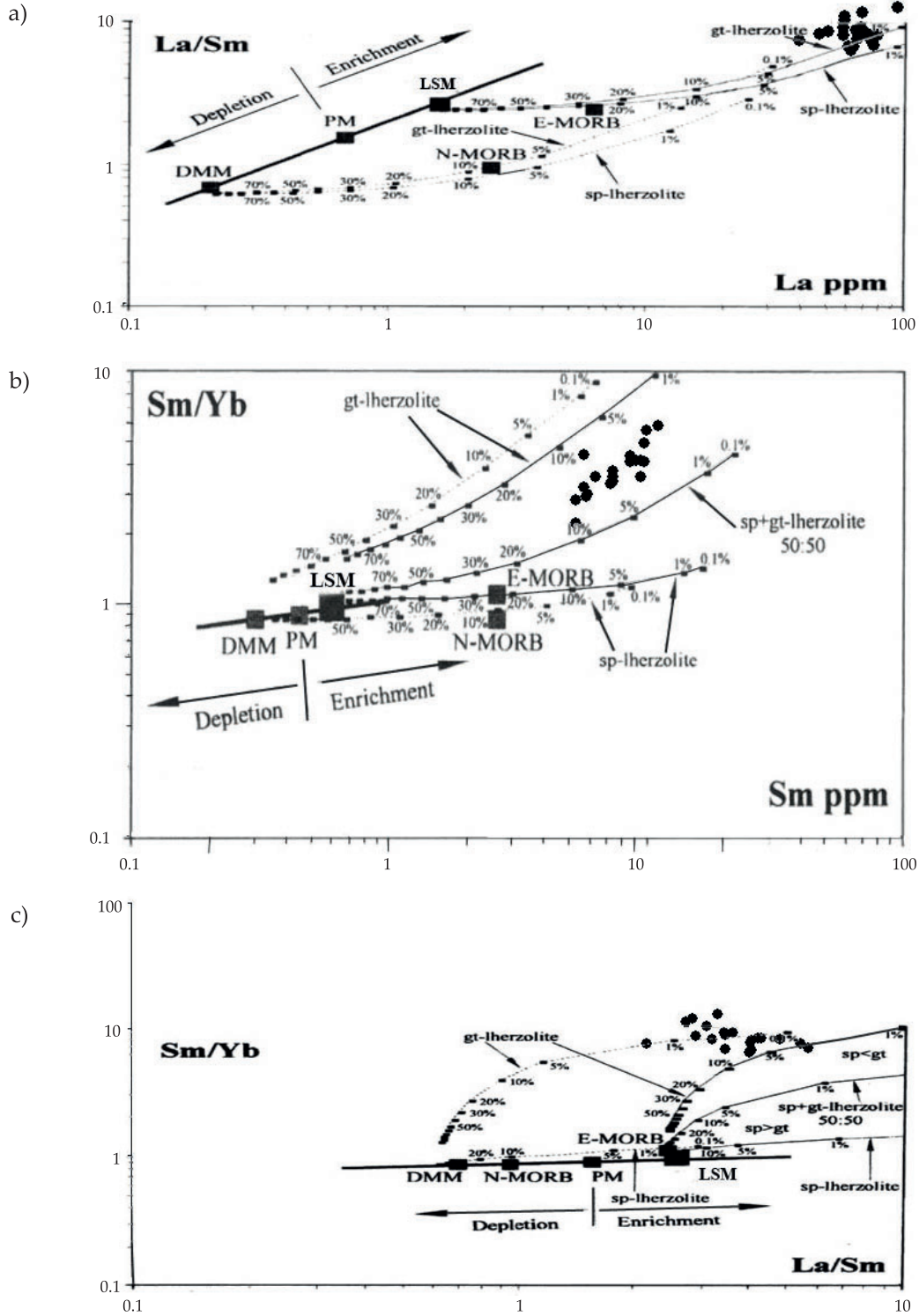
Yüngül lantanoidlərin traxibazalt-traxiandezit vulkanik kompleksinin əsasi vulkanitlərində və iri ionlu elementləri müşahidə edilən yüksək konsentrasiyası göstərir ki, kompleksin süxurlarını əmələ gətirən ərinti zənginləşmiş mantiya mənbəyinin əriməsi zamanı formaləşə bilər. Bu zaman mülayim qələvili olivinli bazaltlar OİB tipli tipik plitədaxili bazaltlardan (zənginləşmiş mənbə) Nb-Ta minimumunun, Ba maksimumunun olması ilə fərqlənir.

HFSE elementlərinin az qiyməti kontinentlərin fəal kənarının, ada qövslərinin, kolliziya zonalarının, kontinentdaxili maqmatik qurşaqların bir çox bazaltları üçün səciyyəvidir. Plitədaxili və plitədaxili kolliziya zonalarının bazaltlarının Nb və Ta-la kasıblaşması ya astenosfer maqmasının kontinental qabıq materialı ilə kontaminasiyası [8; 9], ya da subduksiya maddəsi ilə metasomatlaşmış üst (litosfer) mantiyanın əriməsi nəticəsində bazalt maqmasının əmələ gəlməsi ilə izah edilir [4; 10-14].

Qeyd etmək lazımdır ki, Kiçik Qafqazın digər sahələrində aparılmış izotop tədqiqatlar, bizim öyrəndiyimiz süxurlardakı geokimyəvi məlumatlar litosfer mantiyasının qabıq materialı ilə kontaminasiyasını təkzib etmir.

Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin traxibazalt-traxiandezit kompleksi süxurlarının yuxarıda qeyd edilən ilkin mülayim qələvili maqmasının mənbəyinin xarakteristikasını vermək üçün La/Sm-La, Sm/Yb-Sm, Sm/Yb-La/Yb diaqramlarından istifadə edilmişdir (şəkl. 1).

Şəkil 1a-c-də biz nadir torpaq elementlərinin miqdarından və onların nisbətlərindən istifadə edərək mülayim qələvili maqmanın törədən mənbənin mineralogiyasını və onun qismən ərimə payını modelləşməyə cəlb etmişik.



Şək. 1. D. M. Şounun [15] qeyri-modal tam ərimə tənliyinə əsasən La/Sm, Sm-Sm/Yb və Sm/Yb-La/Sm qrafiklərində əriməni göstərən əyriyə. Ərimə əyriyələri şpinelli lersolitlərə ($Ol_{0.53}+Op_{0.27}+Cpx_{0.17}+Sp_{0.03}$ və $Ol_{0.06}+Op_{0.28}+Cpx_{0.67}+Sp_{0.11}$, R. J. Kinzlerə [19] görə) və qranatlı lersolitlərə ($Ol_{0.6}+Op_{0.2}+Cpx_{0.1}+Gt_{0.1}$ və $Ol_{0.03}+Op_{0.16}+Cpx_{0.88}+Gt_{0.09}$, M. J. Walterə görə [20]) uyğun gəlir. Mineral/əsas kütlə arasında paylanma əmsalı və DMM H. Rollinson [16] və D. P. Makkenzi və R. K. O'Nionsdan [17] götürülmüşdür. PM, N-MORB, E-MORB tərkibi S. S. Sun və W. F. Makdonousa [15] görə. LSM - Kiçik Qafqazın mülayim qələvili süxurlarının ərimə traektoriyasının ekstrapolyasiyası yolu ilə alınmışdır. Qalın xətt DMM və PM tərkibli mantiya ərintisinin trendini, nazik bütöv və qırıq-qırıq xətlər Kiçik Qafqazın və DMM-in ərimə trendlərini göstərir. Əyriyələr üzərindəki rəqəmlər mənbənin qismən ərimə payına uyğun gəlir

Modelləşmə üçün D. M. Şounun [15] qeyri-modal tam ərimə tənliyindən və H. Rollinsona görə [16] Nadir Torpaq Elementlərin (NTE) paylanma əmsalından istifadə edilmişdir. Mantiya mənbəyini təyin edən iki müxtəlif tərkibdən istifadə edilmişdir: 1 – depletləşmiş MORB mantiya (DMM). Bu tip maqma D. P. Makkenzi və R. K. O'Nionsun [17] təklif etdiyi depletləşmiş MORB mənbəyinin tərkibinə yaxındır və astenosfer mantiyasının konveksiyası nəticəsində əmələ gəlir. 2 – Primitiv mantiya (PM – S. S. Sun və W. F. Makdonousa görə [18] mantiyanın ilkin tərkibinə cavab verir. Ən əvvəl yüksək uyuşmayan La və az uyuşmayan Sm elementlərinin konsentrasiyalarına baxılmışdır. Bundan başqa nəzərə almaq lazımdır ki, həm La, həm də Sm mənbənin mineralogiyasının (qranat və ya şpinel) dəyişməsinə kifayət qədər həssasdır və beləliklə, mənbənin tam kimyəvi tərkibi haqqında informasiya verə bilər. Şəkil 1a-dan görüldüyü kimi əksər mülayim qələvili süxurlarda La-nın yüksək miqdarı müşahidə edilir və La/Sm nisbəti DMM-ə nisbətən hətta çox az ərimə payında belə (0.1%) yüksək qiymətə malikdir. Traxibazalt-traxiandezit kompleks süxurlarının qismən ərimə əyrisini ekstropolyasiya etsək, onların 1-5 % ərimə payında əmələ gəlməsini görürük və mantiya mənbəyinin (mantiya xəttində LSM kimi göstərilmişdir) DMM və PM-ə nisbətən yüksək La və La/Sm nisbətinə malik olması aydın görünür. Buradan aydın görünür ki, DMM və ya PM-in bir mərhələdə əriməsi mülayim qələvili süxurlardakı kimi qeyri-kogerent elementlərə malik olan maqmanı verə bilməz. Beləliklə, belə nəticəyə gəlmək olar ki, mantiya mənbəyi LREE ilə zəngin olmuşdur. Belə bir mənbə isə yuxarıda qeyd etdiyimiz kimi baxılan regionda gec kaynozoydan əvvəllər baş vermiş subduksiya mərhələsində onun komponentlərinin hesabına mantiya metasomatozu nəticəsində əmələ gələ bilər. Şəkil 1b-də Sm/Yb nisbətinin Sm-dan asılılığı göstərilmişdir. Bu onunla izah olunur ki, qranata görə (klinopiroksenə görə deyil) Yb uyuşan elementdir və Sm/Yb nisbəti mülayim qələvili maqmanın mənbəyinin mineralogiyasını aydınlaşdırmaq üçün istifadə edilə bilər. Şəkildən görüldüyü kimi kompleksin süxurları mantiya xətti üzərində yerləşir (=şpinelli lersolit + ərimə trendi) və yüksək Sm/Yb nisbətinə malik olmaqla qranat və qranat+şpinelli lersolit əyriləri arasında yerləşir.

Qeyd olunanlar onu göstərir ki, regionun süxurlarının mənbəyində qranat restitdə qalmışdır. Şəkil 1a və b-nin birləşmiş – MREE/HREE və LREE/MREE nisbətləri, yəni Sm/Yb və La/Sm nisbətlərinin asılılıq diaqramları şəkil 1c-də göstərilmişdir. Bu şəkildə də qranat və şpinelli lersolit mənbələrinin arasında qeyri asılılıq görünür. Şpinelli lersolit qismən əridiyi halda ərinti aşağı Sm/Yb nisbətinə malik olacaqdır və aydındır ki, La/Sm nisbəti qismən ərimə

payı artdıqda azalmağa başlayacaqdır. Şpinelli lersolit mənbəyindən ərimə horizontal ərimə trendinə uyğun gələcəkdir və DMM və PM tərkibli mantiya xətti ilə örtüləcəkdir. Digər tərəfdən isə qranatlı lersolit mənbəyindən qranat restitdədir) qismən ərimənin az payında ərinti məhsulları mantiya mənbəyinə nisbətən yüksək Sm/Yb nisbətinə malik olacaqdır.

Beləliklə, qranatlı lersolit ərintisinin trendi digər diaqramlarda olduğu kimi Sm/Yb-La/Sm diaqramında da Sm/Yb yüksək nisbətinə görə mantiya xətti üzərində yerləşəcəkdir.

Şəkil 1c-dən görüldüyü kimi şpinelli lersolit mənbəyinin müxtəliy ərimə payı traxibazalt-traxiandezit kompleksin süxurlarının tərkibini izah edə bilmir və bu onunla izah olunur ki, fiqurativ nöqtələr şpinelli lersolit ərimə trendindən və mantiya xəttindən yuxarıda yerləşir. Digər tərəfdən, fiqurativ nöqtələr qranatlı lersolit ərimə trendinə yaxın yerləşərək zənginləşmiş mantiya trendini əmələ gətirir. Bu tərkib yuxarıda qeyd edilən LSM tərkibinə cavab verir. Belə bir tərkibin hipotetik qranatlı lersolitdən bir qədər fərqli trend əmələ gətirməsi NTE paylanma əmsalının nəzəri olaraq götürülməsi və beləliklə paylanma əmsalının alınmış qiymətindəki səhvlərlə izah edilə bilər. Yuxarıda qeyd olunanlardan belə nəticə çıxarmaq olar ki, traxibazalt-traxiandezit kompleksinin süxurlarının alınması üçün mənbə qranat + şpinel mineral tərkibli mantiya ola bilər (əlbəttə qranat şpinelə nisbətən daha çoxdur). Başqa sözlə desək, yuxarıdakı modelləşdirmə göstərir ki, mülayim qələvili süxurların mənbəyi DMM (və PM)-ə nisbətən yüngül NTE ilə zəngin olmuşdur. Ağır nadir torpaq elementlərinə (HREE) nisbətən süxurların yüngül nadir torpaq elementləri ilə (LREE) zənginləşməsi (bu zənginləşmənin ədədi qiyməti mülayim qələvili olivinli bazaltlarda 15-30 təşkil edən $(La/Yb)_n$ nisbətidir) mafik maqmanın qranat saxlayan mantiya protolitindən əriməsinə dəlalət edir [21] və yuxarıda qeyd etdiyimiz fikirlərini təsdiqləyir.

Kiçik Qafqazın Cavaxet yaylasında analoji bazaltlarda V. A. Lebedev və b. [22] görə Nd-un izotop nisbəti $\epsilon_{Nd} = 3.4 - 5.1$; $^{87}Sr/^{86}Sr = 0.7039 - 0.7042$ müəyyən edilmişdir və müəlliflərin fikrincə bu bazaltlar kontaminasiya ilə fasiləli və fasiləsiz olaraq mürəkkəbləşmiş əsasi tərkibli mantiya ərintisinin fraksiyon kristallaşması nəticəsində plitədaxili şəraitdə əmələ gəlmişdir. ϵ_{Nd} ifadəsinin müsbət qiyməti mənbənin yer qabığına nisbətən kifayət qədər, N-MORB-a nisbətən isə az miqdarda kasıblaşmasını göstərir. Bu tip mantiya mənbəyi DMM (N-MORB-a) nisbətən LREE ilə zənginləşmiş müsbət ϵ_{Nd} qiymətinə malik olaraq okean və kontinental qələvi və mülayim qələvili bazaltların ilkin maqması hesab edilir. Bir çox okeanik və kontinental plitədaxili mülayim qələvili və qələvili bazaltların mənbəyinin zənginləşməsi adətən aşağı

mantiyadan gətirilən komponentlərin hesabına baş verir [21, 23, 24].

Belə bir fikir Kiçik Qafqazın gec kaynozoy vulkanitləri üçün də qəbul edilə bilər.

Yuxarıda göstərdiyimiz kimi, Kiçik Qafqazın altında litosfer mantiyası Nb və Ta minimumu ilə səciyəylənən subduksiya komponenti daşıyır. Bundan başqa Üst Pliosen-Dördüncü dövr yaşlı mülayim qələvili süxurlar onlardan əvvəl formalaşmış (miosen-alt pliosen) litosfer mantiyasından əmələ gəlmiş kalsiumlu qələvili süxurların mənəbündən də əmələ gələ bilməz (onlar öz geokimyəvi xüsusiyyətinə görə çox dəqiq fərqlənirlər).

DMM-in tərkibinə bənzər astenosfer mantiya mənəbi (və ya heç olmasa bir dəfə əriməyə məruz qalmış astenosfer mantiyası) qeyri-kogerent elementlərlə zəngin olan və yuxarıda qeyd edilən izotop tərkibinə malik olan mülayim qələvili süxurların tərkibini izah edə bilməz. Bu tip mülayim qələvili süxurların mantiya mənəbinin xarakteristikası ancaq astenosferdə zənginləşmə prosesi ilə baş verə bilər. Çox güman ki, H. Zou və A. Zindlerin [25] qeyd etdiyi kimi, zənginləşmə mülayim qələvili maqmanın əriməyə qədər peridotit mənəbinin metasomatik proseslərə məruz qalmasının hesabına baş verə bilər. Sulü mineral fazalarının (məsələn, floqopit və/və ya amfibol) mülayim qələvili bazaltlarda dərinlik əlavələri kimi iştirak etməsi belə metasomatizmin nişanəsi ola bilər.

Eksperimental işlərdən [26, 27] məlumdur ki, floqopit saxlayan mantiya süxurlarında floqopit-qranat-ərinti faza tarazlığı 25 kbar-dan yüksək təzyiqdə və 1000 °C-dən yuxarı temperaturda müvazinətdə olur. Bununla yanaşı, X. I. Xionq və b. görə [28] bu şəraitə (25 kbardan yüksək təzyiqdə, 1000 °C-dən yuxarı temperaturda) su gətirilmiş şəraitdə rutilin də dayanıqlıq sahəsi düşür. K₂O-nun bazalt maqmasında yüksək miqdarı ərimə sahəsində floqopitin olmasına dəlalət edir [27, 29, 30]. Floqopitin mülayim qələvili olivinli bazalt ərintisinin mənəbündə iştirak etməsi La/K-La diaqramındakı fiqurativ nöqtələrin yerləşməsi ilə təsdiq olunur (şəkl. 2).

Məlumdur ki, lantan və kalium olivin, piroksen, Fe-Ti oksidlər, qranat kimi minerallarda yaxın paylanma əmsalına malikdirlər. Bu minerallar isə bazalt ərintisinin kristallaşma differensiasiyasının erkən mərhələsində fraksiyalaşma fazalarını və mənəbdə restit assosiasiyalarını təşkil edirlər. Burada floqopit istisnaqlıq təşkil edir, çünki onun üçün lantana nisbətən kalium yüksək paylanma əmsalına malikdir. Floqopitin əriməsi bazalt ərintisindən La/K nisbətinin kifayət qədər azalmasına səbəb olur və bu zaman La-nın konsentrasiyası da eyni zamanda azalır. Lakin floqopitsiz mantiyanın ərimə payının artması La/K nisbəti sabit qalmaqla La-nın azalmasına səbəb olur [27]. Şəkil 2-dən görüldüyü kimi, süxurlarda La-nın

miqdarı azaldıqda La/K nisbəti də kifayət qədər azalır və mantiya maqmasında kaliumun başlıca mənəbi olan floqopitin əriməsinə dəlalət edir.

Bizim fikrimizcə mülayim qələvili olivinli bazaltların geokimyəvi xüsusiyyətləri maqmanın mənəbinin metasomatitləşmiş floqopit-qranat-rutil saxlayan litosfer mantiyasının olmasına dəlalət edə bilər. Çox güman ki, belə bir mənəbin əriməsi zamanı rutil restitdə qalmışdır və ilkin maqmanın Nb və Ta-la kasılaşmasına səbəb olmuşdur. Dediklərimiz yuxarıda qeyd olunanları bir daha təsdiq edir.

Beləliklə, ərimənin ilkin mərhələsində maqma metasomatizminin hesabına LREE ilə zənginləşə bilər və bu tip maqma formasiya süxurlarının ilkin maqması ola bilər. Aydın ki, metasomatoz prosesinə qədər olan mənəb DMM-in (və ya PM) analoqu ola bilər. Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsində mantiya mənəbinin kolliziya şəraitində ərimə mexanizmi aşağıdakı proseslərlə izah edilə bilər.

1. Litosferdən ayrılma və ya qalxma (uplift) mantiya litosferinin adiabatik dekompressiyası nəticəsində baş verir;

2. Ərimə mantiya plyüminin istiliyinin və ya astenosfer mantiyasının qalxması hesabına (və ya litosferin laylanması ya da subduksiya olunmuş «slebin» qırılıb düşməsi hesabına) baş verir.

Birinci halı nəzəri olaraq izah etmək çətindir. Bu onunla izah edilir ki, quru şəraitdə (mantiyanın potensial temperaturu 1280 °C) peridotit tərkibli mantiya litosferi əriyə bilməz, çünki quru solidus əyrisi geotermi kəsməyəcəkdir [31]. Ona görə də ancaq metasomatizm nəticəsində mantiya litosferinin az ərimə payında peridotitin solidus temperaturu aşağı düşərək ilkin ərintini uçucu komponentlərlə (H₂O, CO₂) zənginləşdirəcəkdir.

Aparılan tədqiqatlar nəticəsində biz ancaq o fikri dəqiq söyləyə bilərik ki, ərimənin başlanması üçün lazım olan istilik mantiyanın metasomatitləşmiş qay-

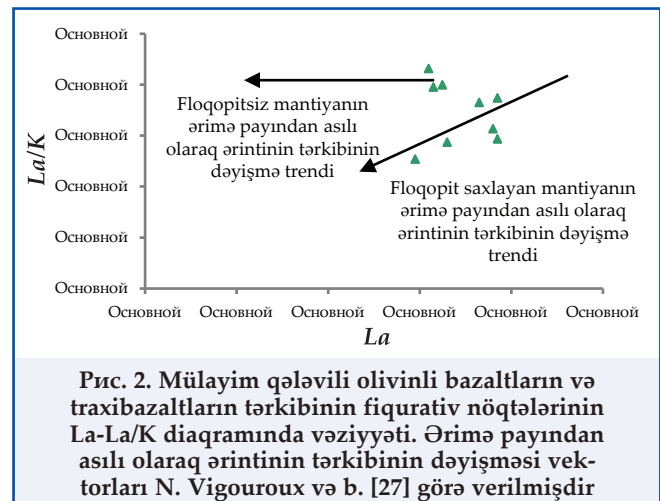


Рис. 2. Mülayim qələvili olivinli bazaltların və traxibazaltların tərkibinin fiqurativ nöqtələrinin La-La/K diaqramında vəziyyəti. Ərimə payından asılı olaraq ərintinin tərkibinin dəyişməsi vektorları N. Vigouroux və b. [27] görə verilmişdir

nar astenosfer hissəsi ola bilər. Bu prosesin əmələ gəlməsi üçün isə qədim subduksiya prosesi nəticəsində ayrılan flüid komponentlərinin mantiya litosferini metasomatik dəyişdirməsi aparıcı rol oynayır. Bu fikir yuxarıda qeyd olunmuş geokimyəvi məlumatlarla (Nb-Ta, Zr-P-Ti minimumu, qeyri-kogerent elementlərlə zənginləşməsi və s.) öz təsdiqini tapır. Başqa sözlə desək, gec kolliziya zamanı dərinlik plyümlərinin təsirindən subduksiya üstü

geokimyəvi xarakteristikaya malik olan litosfer mantiyasının qismən əriməsi baş vermişdir. Alınan ərinti isə fraksiyalaşmaya məruz qalaraq ilkin tərkibi mülayim qələvili bazalt maqmasına uyğun gəlmişdir. Bu ərinti yer qabığı şəraitində növbəti fraksiyalaşmaya məruz qalmış və üst qabıq materialı ilə qarşılıqlı əlaqədə olmuşdur. Sonuncu isə onun LILE və LREE ilə zənginləşməsinə, HFSE ilə kasıblaşmasına səbəb olmuşdur.

Nəticə

1. Nadir torpaq elementlərinin traxibazalt-traxiandezit kompleksinin süxurlarında paylanması göstərir ki, vulkanitlərin mənbəyi metasomatik dəyişmiş qranat saxlayan mantiya substratı olmuşdur. Öyrənilən vulkanitlərdə $(Tb/Yb)_N = 1.7 - 3.0$ olması kompleksin süxurlarının ilkin maqmasının mənbəyində qranatın iştirak etməsinə dəlalət edir.
2. Traxibazalt-traxiandezit kompleksinin süxurlarının mikroelement tərkibi və onların nisbəti mantiya təbiətli ilkin ərintinin kristallaşma diferensiasiya modelini mürəkkəbləşdirir və ana maqmanın kontinental qabığın kənar süxurları ilə assimilyasiyası nəticəsində mantiya maqmasının Yer qabığı substratı ilə qarşılıqlı təsiri ilə təyin olunur. Belə bir Yer qabığı substratı izotop və geokimyəvi tərkibi yer qabığına yaxın olan traxibazalt-traxiandezit formasiyası ilə məkan və vaxtca bimodal-kontrast assosiasiya təşkil edən riolitlər ola bilər.
3. Mülayim qələvili olivinli bazaltların geokimyəvi xüsusiyyətləri maqmanın mənbəyinin metasomatitləşmiş floqopit-qranat-rutil saxlayan litosfer mantiyasının olmasına dəlalət edir. Çox güman ki, belə bir mənbənin əriməsi zamanı rutil restitdə qalmışdır və ilkin maqmanın Nb və Ta-la kasıblaşmasına səbəb olmuşdur.

Литература

1. Имамвердиев, Н. А. (2000). Геохимия позднекайнозойских вулканических комплексов Малого Кавказа. Баку: Nafta-Press.
2. Imamverdiyev, N. A. (2003). Rare earth element geochemistry of Late Cenozoic volcanic series in the Lesser Caucasus. *Geochemistry International*, 41(4), 379-394.
3. Имамвердиев, Н. А., Гасангулиева, М. Я., Велиев, А. А. и др. (2010). Вопросы петрогенезиса позднекайнозойского коллизионного вулканизма Малого Кавказа. *Отечественная геология*, 6, 33-42.
4. Dilek, Y., Imamverdiyev, N., Altun-Kaynak, 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.
5. İmamverdiyev, N. Ə., Vəliyev, A. Ə., Həsənquliyeva, M. Y. (2017). Kiçik Qafqazın gec kaynozoy kolliziya vulkanizminin petrologiya və geokimyəsi. *Bakı: Ləman Nəşriyyat Poliqrafiya*.
6. Imamverdiyev, N. A., Baba-zadeh, V. M., Romanko, A., et al. (2017). Formation of the late cenozoic volcanic complexes of the Lesser Caucasus. *Geotectonics*, 51(5), 489-498.
7. Imamverdiyev, N. A., Gasankuliyeva, M. Y., Babayeva, G. C., et al. (2018). Petrogenesis of the Late Cenozoic volcan-

References

1. Imamverdiyev, N. A. (2000). Geochemistry of Late Cenozoic volcanic complexes of the Lesser Caucasus. *Baku: Nafta-Press*.
2. Imamverdiyev, N. A. (2003). Rare earth element geochemistry of Late Cenozoic volcanic series in the Lesser Caucasus. *Geochemistry International*, 41(4), 379-394.
3. Imamverdiyev, N. A., Gasanguliyeva, M. Y., Veliyev, A. A. et al. (2010). Issues of petrogenesis of the Late Cenozoic collisional volcanism of the Lesser Caucasus. *Otechestvennaya Geologiya*, 6, 33-42.
4. Dilek, Y., Imamverdiyev, N., Altun-Kaynak, 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.
5. Imamverdiyev, N. A., Veliyev, A. A., Hasanquliyeva, M. Y. (2017). Kichik Qafqazın gec kaynozoy kolliziya vulkanizminin petrologiya və geokimyəsi. *Bakı: Ləman Nəşriyyat Poliqrafiya*.
6. Imamverdiyev, N. A., Baba-zadeh, V. M., Romanko, A., et al. (2017). Formation of the late cenozoic volcanic complexes of the Lesser Caucasus. *Geotectonics*, 51(5), 489-498.
7. Imamverdiyev, N. A., Gasankuliyeva, M. Y., Babayeva, G. C., et al. (2018). Petrogenesis of the Late Cenozoic volcan-

ism of the central part of the Lesser Caucasus (Azerbaijan). *Russian Geology and Geophysics*, 1, 41-54.

8. Грачев, А. Ф. (2003). Идентификация мантийных плюмов на основе изучения вещественного состава вулкаников и их изотопно-геохимических характеристик. *Петрология*, 11(6), 618-654.

9. Reichow, M. K., Saunders, A. D., White, R. V., et al. (2005). Geochemistry and petrogenesis of basalts from the Western Siberian: an extension of the Permo-Triassic Siberian Traps, Russia. *Lithos*, 79, 425-452.

10. Fitton, J. G. (1995). Coupled molybdenium and niobium depletion in continental basalt. *Earth and Planetary Science Letters*, 136, 715-721.

11. Kelemen, P. B., Shimizu, N., Dunn, T. (2003). Relative depletion of niobium in some arc magmas and the continental crust: Partitioning of K, Nb, La and Ce during melt/rock reaction in the upper mantle. *Earth and Planetary Science Letters*, 120, 11-134.

12. Бубнов, С. Н., Лебедев, В. А., Чернышев, И. В. и др. (2007). К проблеме мантийного источника неогенчетвертичного магматизма Кавказа: изотопно-геохимические данные. Материалы XVIII симпозиума по геохимии изотопов им. акад. А.П.Виноградова. Москва: ГЕОХИ РАН.

13. Keskin, M. (2002). Magma generation by slab steepening and breakoff beneath a subduction-accretion complex: An alternative model of collision related volcanism in Eastern Anatolia, Turkey. *Geophysical Research Letters*, 30(24), 8046.

14. Pearce, J. A., Parkinson, U. (1993). Trace element model for mantle melting: application to volcanic arc petrogenesis. *Magmatic Processes and Plate Tectonics. Geological Society Special Publication*, 76, 373-403.

15. Shaw, D. M. (1970). Trace element fractionation during anatexis. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 34, 237-243.

16. Rollinson, H. (1994). Using geochemical data: evaluation, presentation, interpretation. *London*.

17. McKenzie, D. P., O'Nions, R. K. (1991). Partial melt distribution from inversion of rare earth element concentrations. *Journal of Petrology*, 32, 1021-1091.

18. Sun, S. S., McDonough, W. F. (1989). Chemical and isotopic systematics of oceanic basalts: implications for mantle composition and processes /in book: *Magmatism in the ocean basin* (Eds. A. D. Saunders, M. I. Norry). *Geological Society Special Publication*, 42, 313-345.

19. Kinzler, R. J. (1997). Melting of mantle peridotite at pressures approaching the spinel to garnet transition: application to midocean ridge basalt petrogenesis. *Journal of Geophysical Research*, 102, 853-874.

20. Walter, M. J. (1998). Melting of garnet peridotite and the origin of komatiite and depleted lithosphere. *Journal of Petrology*, 39, 29-60.

21. Wilson, M. (1991). Igneous petrogenesis. A global tectonic approach. *Harper Collins Academic*.

22. Лебедев, В. А., Бубнов, С. Н., Чернышев, И. В. и

ism of the central part of the Lesser Caucasus (Azerbaijan). *Russian Geology and Geophysics*, 1, 41-54.

8. Grachev, A. F. (2003). Identification of mantle plumes based on the study of the material composition of volcanics and their isotopic-geochemical characteristics. *Petrology*, 11(6), 618-654.

9. Reichow, M. K., Saunders, A. D., White, R. V., et al. (2005). Geochemistry and petrogenesis of basalts from the Western Siberian: an extension of the Permo-Triassic Siberian Traps, Russia. *Lithos*, 79, 425-452.

10. Fitton, J. G. (1995). Coupled molybdenium and niobium depletion in continental basalt. *Earth and Planetary Science Letters*, 136, 715-721.

11. Kelemen, P. B., Shimizu, N., Dunn, T. (2003). Relative depletion of niobium in some arc magmas and the continental crust: Partitioning of K, Nb, La and Ce during melt/rock reaction in the upper mantle. *Earth and Planetary Science Letters*, 120, 11-134.

12. Bubnov, S. N., Lebedev, V. A., Chernyshev, I. V. et al. (2007). To the problem of the mantle source of Neogene-Quaternary magmatism in the Caucasus: isotope-geochemical data. Proceedings of the XVIII Symposium on Isotope Geochemistry named after Acad. A.P.Vinogradov. Moscow: GEOKhI RAS.

13. Keskin, M. (2002). Magma generation by slab steepening and breakoff beneath a subduction-accretion complex: An alternative model of collision related volcanism in Eastern Anatolia, Turkey. *Geophysical Research Letters*, 30(24), 8046.

14. Pearce, J. A., Parkinson, U. (1993). Trace element model for mantle melting: application to volcanic arc petrogenesis. *Magmatic Processes and Plate Tectonics. Geological Society Special Publication*, 76, 373-403.

15. Shaw, D. M. (1970). Trace element fractionation during anatexis. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 34, 237-243.

16. Rollinson, H. (1994). Using geochemical data: evaluation, presentation, interpretation. *London*.

17. McKenzie, D. P., O'Nions, R. K. (1991). Partial melt distribution from inversion of rare earth element concentrations. *Journal of Petrology*, 32, 1021-1091.

18. Sun, S. S., McDonough, W. F. (1989). Chemical and isotopic systematics of oceanic basalts: implications for mantle composition and processes /in book: *Magmatism in the ocean basin* (Eds. A. D. Saunders, M. I. Norry). *Geological Society Special Publication*, 42, 313-345.

19. Kinzler, R. J. (1997). Melting of mantle peridotite at pressures approaching the spinel to garnet transition: application to midocean ridge basalt petrogenesis. *Journal of Geophysical Research*, 102, 853-874.

20. Walter, M. J. (1998). Melting of garnet peridotite and the origin of komatiite and depleted lithosphere. *Journal of Petrology*, 39, 29-60.

21. Wilson, M. (1991). Igneous petrogenesis. A global tectonic approach. *Harper Collins Academic*.

22. Lebedev, V. A., Bubnov, S. N., Chernyshev, I. V.

- др. (2007). Геохронология и особенности генезиса субщелочных базальтов лавовых рек Джавахетского нагорья, Малый Кавказ: K-Ar и Sr-Nd изотопные данные. *Геохимия*, 3, 243-258.
23. Hofmann, A. W. (1997). Mantle geochemistry: the message from oceanic volcanism. *Nature*, 385, 219-229.
24. Zindler, A., Hart, S. (1986). Chemical geodynamics. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 14, 493-571.
25. Zou, H., Zindler, A. (1996). Constraints on the degree of dynamic partial melting and source composition using concentration ratios in magmas. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 60, 711-717.
26. Conceicao, R. V., Green, D. H. (2004). Derivation of potassic (shoshonitic) magmas by decompression melting of phlogopite+pargasite lherzolite. *Lithos*, 72, 209-229.
27. Vigouroux, N., Wallace, P. J., Kent, A. J. R. (2008). Volatiles in high-K magmas from the Western-Mexican volcanic belts: Evidence for fluid fluxing and extreme enrichment of mantle wedge by subduction processes. *Journal of Petrology*, 19(9), 1589-1618.
28. Xiong, X. I., Adam, J., Green, T. H. (2005). Rutile stability and rutile/melt HFSE partitioning during partial melting of hydrous basalt: Implications for TTG genesis. *Chemical Geology*, 218, 339-359.
29. Haggerty, S. E. (1995). Upper mantle mineralogy. *Journal of Geodynamics*, 20, 331-361.
30. Peccerillo, A. (2005). Plio-Quaternary volcanism in Italy. Petrology, geochemistry, geodynamics. Springer-Verlag Berlin: Heidelberg.
31. Pearce, J. A., Bender, J. F., De Long, S. E., Kidd, W. S. F. (1990). Genesis of collision volcanism in Eastern Anatolia, Turkey. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 44, 189-229.
- et al. (2007). Geochronology and peculiarities of genesis of subalkaline lava river basalts of the Javakheti Plateau, Lesser Caucasus: K-Ar and Sr-Nd isotopic data. *Geochemistry*, 3, 243-258.
23. Hofmann, A. W. (1997). Mantle geochemistry: the message from oceanic volcanism. *Nature*, 385, 219-229.
24. Zindler, A., Hart, S. (1986). Chemical geodynamics. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 14, 493-571.
25. Zou, H., Zindler, A. (1996). Constraints on the degree of dynamic partial melting and source composition using concentration ratios in magmas. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 60, 711-717.
26. Conceicao, R. V., Green, D. H. (2004). Derivation of potassic (shoshonitic) magmas by decompression melting of phlogopite+pargasite lherzolite. *Lithos*, 72, 209-229.
27. Vigouroux, N., Wallace, P. J., Kent, A. J. R. (2008). Volatiles in high-K magmas from the Western-Mexican volcanic belts: Evidence for fluid fluxing and extreme enrichment of mantle wedge by subduction processes. *Journal of Petrology*, 19(9), 1589-1618.
28. Xiong, X. I., Adam, J., Green, T. H. (2005). Rutile stability and rutile/melt HFSE partitioning during partial melting of hydrous basalt: Implications for TTG genesis. *Chemical Geology*, 218, 339-359.
29. Haggerty, S. E. (1995). Upper mantle mineralogy. *Journal of Geodynamics*, 20, 331-361.
30. Peccerillo, A. (2005). Plio-Quaternary volcanism in Italy. Petrology, geochemistry, geodynamics. Springer-Verlag Berlin: Heidelberg.
31. Pearce, J. A., Bender, J. F., De Long, S. E., Kidd, W. S. F. (1990). Genesis of collision volcanism in Eastern Anatolia, Turkey. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 44, 189-229.

**Источник первичной магмы верхнеплиоцен-четвертичного
вулканического комплекса центральной части Малого Кавказа**

N. A. Imamverdiyev¹, M. Ya. Gasanquliyeva², A. A. Veliev³, P. E. Rustomova¹

¹Бакинский государственный университет, Баку, Азербайджан

²Институт геологии и геофизики МНОАР, Баку, Азербайджан

³Azerbaijan International Mining Company, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье исследован источник первичной магматической магмы верхнеплиоцен-четвертичного трахибазальт-трахиандезитового вулканического комплекса центральной части Малого Кавказа. Распределение редкоземельных элементов в породах трахибазальт-трахиандезитового комплекса свидетельствует о том, что источником вулканических пород был метасоматически измененный гранатсодержащий мантийный субстрат. На основании геохимических характеристик умеренно-щелочных оливиновых базальтов установлено, что источником магмы является литосферная мантия, содержащая метасоматизированный флогопит-гранат-рутил.

Ключевые слова: Малый Кавказ; верхнеплиоцен-четвертичный вулканизм; первичная магма; литосферная мантия, содержащая метасоматизированный флогопит-гранат-рутил.

**Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin Üst Pliosen-Dördüncü dövr
vulkanik kompleksinin ilkin maqmasının mənbəyi**

N. Ə. İmamverdiyev¹, M. Y. Həsənquliyeva², A. Ə. Vəliyev³, R. E. Rüstəmov¹

¹Bakı Dövlət Universiteti, Bakı, Azərbaycan

²ARETN-nin Geologiya və Geofizika İnstitutu, Bakı, Azərbaycan

³Azerbaijan International Mining Company, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə Kiçik Qafqazın mərkəzi hissəsinin Üst Pliosen-Dördüncü dövr traxibazalt-traxiandezit vulkanik kompleksinin ilkin maqmatik maqmasının mənbəyi araşdırılmışdır. Nadir torpaq elementlərinin traxibazalt-traxiandezit kompleksinin süxurlarında paylanması göstərir ki, vulkanitlərin mənbəyi metasomatik dəyişmiş qranat saxlayan mantiya substratı olmuşdur. Mülayim qələvili olivinli bazaltların geokimyəvi xüsusiyyətləri əsasında maqmanın mənbəyinin metasomatitləşmiş floqopit-qranat-rutil saxlayan litosfer mantiyasının olması müəyyən edilmişdir.

Açar sözlər: Kiçik Qafqaz; Üst Pliosen-Dördüncü dövr vulkanizmi; ilkin maqma; metasomatitləşmiş floqopit-qranat-rutil saxlayan litosfer mantiyası.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Г. А. Аббасов, Н. Н. Халилов*, Л. М. Талыбзаде, Л. Б. Гурбанзаде

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Hydrogeological and hydrochemical studies of the process of salt deposition in reservoir waters of oil fields

G. A. Abbasov, N. N. Khalilov*, L. M. Talibzade, L. B. Gurbanzade

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

As a result of analyzing solutions and dry residues obtained during the study of the interaction of core samples with various types of water, it was found that the interaction of the core with distilled water resulted in the dissolution of Na^+K^+ , Ca^{2+} , Cl^- , HCO_3^- ions and other components, leading to a decrease in the mass of the core dry residue by more than 2.0%. Interaction of the core with technical water led to an increase in mass by approximately 1.0%. In the case of seawater, the mass of the core dry residue decreased by more than 1.0%. The conducted research proves that the interaction of the core with different types of water causes certain physico-chemical processes, as a result of which the dissolution and precipitation of various salts occur. These results can have significant practical value in conducting analysis and determining the composition of various solutions.

KEYWORDS:

Core;
Technical water;
Seawater;
Distilled water;
Soluble salts;
Precipitated salts;
Sulfate-sodium type

*e-mail: nurlan.xalilov1@gmail.com

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200044>

Одним из важнейших этапов изучения нефтегазового потенциала месторождений, оценки качества и объёма запасов углеводородов, планирования дальнейших геологоразведочных работ является качественный отбор и анализ kernового материала с целью получения максимально возможной информации о структурно-текстурных особенностях нефтегазоносных отложений, петрофизических характеристиках коллекторов, а также нефтенасыщенных и/или перспективных для разведки залежей углеводородов [1].

Керн – это порода, поднятая с пробуренных скважины и является очень значимым источником геологической информации. Комплексный анализ керна – является одним из прямых методов, позволяющих получить наиболее достоверную информацию о свойствах и составе пород и насыщающих флюидов [2].

Для изучения процесса солеотложения в лаборатории были проведены гидрохимические исследования образцов, полученных путём смешивания керна с различными типами воды. Первоначально были изучены физико-химические свойства воды Каспийского моря и технической воды, полученной в результате смешивания в различных соотношениях [3]. В дальнейшем образцы керна измельчались и смешивались с различными типами воды (водой Каспийского моря, технической и дистиллированной). Лабораторные анализы проводились через

разные промежутки времени (3, 10 и 28 дней) (табл. 1).

Проведенный лабораторией физико-химический анализ морской воды показал, что плотность воды составляет 1.0087 г/см^3 , а ее минерализация – 14650 мг/л . Согласно классификации В. А. Сулина вода относится к сульфатно-натриевому типу (CH). Значения $r\text{Na}/r\text{Cl}$ коэффициента составляет 1.03. Содержание ионов составляет (мг/л) Na^+K^+ – 3962.55; Ca^{2+} – 322.78; Mg^{2+} – 588.07; Cl^- – 5901.9; SO_4^{2-} – 3065.44; HCO_3^- – 110.96; RCOO^- – 282.44; H_2BO_3^- – 415.58. Ион CO_3^{2-} не был обнаружен. По классификации Пальмера, первая соленость воды (S_1) составляет 72.76 %-экв, вторая соленость (S_2) – 24.5 %-экв, а вторая щелочность воды (A_2) – 2.7 %-экв. Общая жесткость составляет 64.50 мг-экв/л , карбонатная жесткость – 6.45 мг-экв/л , а постоянная жесткость – 58.05 мг-экв/л .

Результаты анализа технической воды [4] свидетельствуют о том, что её плотность составляет 1.0130 г/см^3 , а минерализация – 21436 мг/л . Согласно классификации В. А. Сулина вода относится к CH типу. Значения $r\text{Na}/r\text{Cl}$ коэффициента составляет 1.15. Содержание ионов составляет (мг/л) Na^+K^+ – 7018.29; Ca^{2+} – 64.83; Mg^{2+} – 329.23; Cl^- – 9413.81; SO_4^{2-} – 2056.39; HCO_3^- – 1035.29; RCOO^- – 683.78; H_2BO_3^- – 834.71. Ион CO_3^{2-} не был обнаружен. По классификации Пальмера первая соленость воды (S_1) составляет 90.96 %-экв, вторая соленость (S_2) – 0.96 %-экв, а

Результаты химических анализов, проведенных на растворах, полученных из комбинации проб каспийской, технической и дистиллированной воды с керном в разные временные интервалы																	
Плотность воды при 20°С, г/см ³	Минерализация, мг/л	Количество ионов в воде											Характеристики воды по Пальмеру			Дополнительная информация, мг-экв/л	
		1-я строка – мг/л, 2-я строка – мг-экв/л, 3-я строка – %-экв, 4-я строка – изменение количества ионов в зависимости от времени в %											rNa/Cl				
		Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	RCOO ⁻	НВ ₄	O ₇	S ₁	S ₂	A ₁	A ₂		Тип воды по B.A.СУЛИНУ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Дистиллированная вода + керн 75 г (3 дня)																	
0.9983	379.9	104.34	11.98	0.00	68.88	194.67	0.00	0.00	0.00	0.00							Ион SO ₄ ²⁻ не определялся
	10.27	4.54	0.60	0.00	1.94	0.00	3.19	0.00	0.00	0.00							
		44.18	5.82	0.00	18.92	0.00	31.08	0.00	0.00	0.00							
Дистиллированная вода + керн 75 г (10 дней)																	
0.9985	446.73	118.22	15.98	0	68.90	243.63	0	0	0								Ион SO ₄ ²⁻ не определялся
	11.875	5.13994728	0.79741	0	1.943418	0	3.993934	0	0	0							
		43.2848421	6.71516	0	16.36603	0	33.63397	0	0	0							
Дистиллированная вода + керн 75 г (28 дней)																	
0.9985	544.74	127.37	31.95	0	68.90	316.52	0	0	0								Ион SO ₄ ²⁻ не определялся
	14.265	5.53795913	1.59431	0	1.943418	0	5.188852	0	0	0							
		38.823255	11.1767	0	13.62412	0	36.37588	0	0	0							
Техническая вода																	
1.0130	21436	7018.29	64.83	329.23	9413.81	2056.39	1035.29	0	683.78	834.71							Общая жесткость- 30.33 Карбонатная жесткость-27.10 Постоянная жесткость - 3.23
	670.95	305.143148	3.23513	27.0967	265.5293	42.84146	16.9719	0	4.78164	5.35072	90.96	0.96	0	8.08	1.15	Н	
		45.4792699	0.48217	4.03856	39.57512	6.385194	2.529533	0	0.71267	0.79748							
Техническая вода + керн 75 г (3 дня)																	
1.0134	21512	7403.66	64.86	177.35	9591.83	2128.00	1021.51	24.32	405.36	695.19							Общая жесткость - 17.83 Карбонатная жесткость- 17.83 Постоянная жесткость - 0
	679.46	321.89845	3.23653	14.5967	270.5506	44.33333	16.74607	0.811	2.83469	4.45635	92.69	0	2.06	5.25	1.19	Н	
		47.3753942	0.47634	2.14827	39.81827	6.524757	2.464602	0.119	0.41719	0.65586							

Продолжение таблицы 1																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Техническая вода + керн 75 г (10 дней)																	
1.0134	21580	7412.52	64.85	177.33	9590.88	2089.42	1145.03	0.00	405.32	695.12							Общая жесткость - 17.83
	680.23	322.283572	3.23603	14.5951	270.5238	43.52958	18.77098	0	2.83441	4.4559	92.34	0	2.42	5.24	1.19	Н	Карбонатная жесткость- 17.83
		47.378665	0.47573	2.14561	39.7695	6.399251	2.759508	0	0.41668	0.65506							
		105.6	100.03	53.86	101.88	101.6	110.59	0	59.27	83.27							
Техническая вода + керн 75 г (28 дней)																	
1.0134	22234	7613.88	81.07	167.21	9591.83	2111.93	1708.59	0.00	232.07	727.62							Общая жесткость - 17.81
	697.69	331.038351	4.04541	13.7621	270.5506	43.99854	28.00967	0	1.62287	4.66423	90.17	0	4.73	5.1	1.22	Н	Карбонатная жесткость- 17.81
		47.4476482	0.57983	1.97252	38.77795	6.306301	4.01462	0	0.23261	0.66852							
		108.48	125.05	50.78	101.89	102.7	165.03	0	33.93	87.17							
Морская вода																	
1.0087	14650	3962.55	322.78	588.07	5901.9	3065.44	110.96	0	282.44	415.58							Общая жесткость - 64.50
	473.59	172.284922	16.1068	48.4008	166.4711	63.86333	1.819016	0	1.9751	2.66397	72.76	24.51	0	2.73	1.03	Н	Карбонатная жесткость- 6.45
		36.3788758	3.40103	10.2201	35.15126	13.48508	0.384095	0	0.41705	0.56251							
		100	100	100	100	100	100	100	100	100							
Морская вода + керн 75 г (3 дня)																	
1.0090	14413	4552.26	339.02	210.88	5730.11	3142.03	226.02	0	74.67	138.23							Общая жесткость - 34.27
	464.4	197.92445	16.9172	17.3564	161.6255	65.45896	3.705246	0	0.52217	0.88609	85.24	12.56	0	2.2	1.22	Н	Карбонатная жесткость- 5.11
		42.6197588	3.64283	3.73741	34.80339	14.0955	0.797863	0	0.11244	0.1908							
		114.88	105.03	35.85	97.08	102.49	203.69	0	26.43	33.26							
Морская вода + керн 75 г (10 дней)																	
1.0090	14434	4532.02	363.24	207.85	5730.11	3135.97	226.02	0	138.23	100.90							Общая жесткость - 35.23
	464.55	197.04418	18.1257	17.107	161.6255	65.33271	3.705246	0	0.96664	0.64679	84.83	12.88	0	2.29	1.21	Н	Карбонатная жесткость- 5.31
		42.415789	3.90175	3.68246	34.79156	14.06354	0.797592	0	0.20808	0.13923							
		114.36	112.53	35.34	97.08	102.3	203.69	0	48.94	24.27							
Морская вода + керн 75 г (28 дней)																	
1.0090	14612	4641.16	363.24	183.64	5730.11	3159.18	413.69	0	51.46	69.62							Общая жесткость - 33.24
	470.06	201.789576	18.1257	15.1144	161.6255	65.81625	6.781803	0	0.35986	0.44628	85.86	10.91	0	3.23	1.25	Н	Карбонатная жесткость- 7.59
		42.9285218	3.85605	3.21542	34.38406	14.00169	1.442754	0	0.07656	0.09494							
		117.12	112.53	31.22	97.08	103.05	372.82	0	18.2	16.75							

вторая щелочность воды (A_2) – 8.1 %-экв. Общая жесткость составляет 30.33 мг-экв/л, карбонатная жесткость – 27.10 мг-экв/л, а постоянная жесткость – 3.23 мг-экв/л.

Результаты проведенных испытаний свидетельствуют о том, что при физико-химическом анализе дистиллированной воды и её смеси с керном, количество ионов Na^+K^+ , Ca^{2+} и HCO_3^- в смеси увеличилось. Количество ионов Na^+K^+ в смеси – 104.34 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 118.22 мг/л и после 28 дней – 127.37 мг/л. При анализе смеси, количество иона Ca^{2+} после 3-х дней смешивания составило 11.98 мг/л, после 10 дней – 15.98 мг/л, а после 28 дней оно увеличилось до 31.95 мг/л. Количество иона HCO_3^- в смеси – 194.67 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней 243.63 мг/л и после 28 дней – 316.52 мг/л.

Количество иона Cl^- в смеси – 68.88 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 68.90 мг/л и после 28 дней не изменилось (68.90 мг/л). Плотность дистиллированной воды 0.9981 г/см³, в смеси – 0.9983 г/см³ после 3-х дней смешивания, после 10 дней 0.9985 г/см³ и после 28 дней – не изменилась (0.9985 г/см³). Ионов Mg^{2+} , CO_3^{2-} , RCOO^- и H_2BO_3^- не были обнаружены, иона SO_4^{2-} не определялся.

При физико-химическом анализе технической водой и её смеси с керном, количество ионов Na^+K^+ , Ca^{2+} , SO_4^{2-} и HCO_3^- в смеси увеличилось, а количество ионов Mg^{2+} , Cl^- , RCOO^- и H_2BO_3^- уменьшилось по сравнению с технической водой. В технической воде количество ионов Na^+K^+ составляло 7018.29 мг/л, а в смеси – 7403.66 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 7412.52 мг/л и после 28 дней – 7613.88 мг/л. Количество иона Ca^{2+} в технической воде составило 64.83 мг/л, а в смеси – 64.86 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 64.85 мг/л и после 28 дней – 81.07 мг/л. Количество иона SO_4^{2-} в технической воде составило 2056.39 мг/л, а в смеси – 2128.00 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 2089.42 мг/л и после 28 дней – 2111.93 мг/л. Количество иона HCO_3^- в технической воде составило 1035.29 мг/л, а в смеси – 1021.51 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 1145.03 мг/л и после 28 дней – 1708.59 мг/л. Количество иона Mg^{2+} в технической воде составило 329.23 мг/л, а в смеси – 177.35 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 177.33 мг/л и после 28 дней – 167.21 мг/л. Количество иона Cl^- в технической воде составило 9413.81 мг/л, а в смеси – 9591.83 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 9590.88 мг/л и после 28 дней – 9591.83 мг/л. Количество иона H_2BO_3^- в технической воде составило 834.71 мг/л, которое снизилось до 695.12 мг/л после 10 дней смешивания и 727.62 мг/л после 28 дней. Количество иона RCOO^- в технической воде составило 683.78 мг/л, а в смеси

– 405.36 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 405.32 мг/л и после 28 дней – 232.07 мг/л. Ион CO_3^{2-} был обнаружен в смеси только после 3-х дней смешивания и его количество составило 24.32 мг/л. Согласно классификации Пальмера, первая соленость (S_1) технической воды составляет 90.96%. При анализе смеси после 3-х дней смешивания составила 92.69%, которая снизилась до 90.17% после 28 дней. Вторая соленость (S_2) составляет 0.96%. Первая щелочность (A_1) смеси через 3 дня составила 2.06%, которая через 28 дней увеличилась до 4.73%. Вторичная щелочность (A_2) технической воды составляла 8.08%, но через 28 дней она снизилась до 5.1%. Если соотношение rNa/rCl в технической воде составляло 1.15, то через 28 дней оно увеличилось до 1.22. Техническая вода относится к СН типу, а смешанная – к гидрокарбонатно-натриевому типу (ГКН). Плотность технической воды составила 1.0130 г/см³, которая увеличилась до 1.0134 г/см³ при анализе смеси после 28 дней. Минерализация технической воды составляла 21436 мг/л. При анализе смеси после 3-х дней минерализация составила 21512 мг/л, после 10 дней – 21580 мг/л, после 28 дней она увеличилась до 22234 мг/л.

При физико-химическом анализе воды Каспийского моря и её смеси с керном, количество ионов Na^+K^+ , Ca^{2+} , SO_4^{2-} и HCO_3^- в смеси увеличилось, а количество ионов Mg^{2+} , Cl^- , RCOO^- и H_2BO_3^- уменьшилось по сравнению с морской водой. Количество ионов Na^+K^+ в морской воде составляло 3962.55 мг/л, а в смеси – 4552.26 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 4532.02 мг/л и после 28 дней – 4641.16 мг/л. В морской воде количество иона Ca^{2+} составляло 322.78 мг/л, а в смеси – 339.02 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 363.24 мг/л и после 28 дней не изменилось (363.24 мг/л). Количество иона SO_4^{2-} в морской воде составляло 3065.44 мг/л, в то время как после 3-х дней смешивания в смеси оно составило 3142.03 мг/л, после 10 дней – 3135.97 мг/л, а после 28 дней – 3159.18 мг/л. Количество иона HCO_3^- в морской воде составляло 110.96 мг/л, а в смеси – 226.02 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – не изменилось (226.02 мг/л) и после 28 дней – 413.69 мг/л. Количество иона Mg^{2+} в морской воде составляло 588.07 мг/л, а в смеси – 210.88 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 207.85 мг/л и после 28 дней – 183.64 мг/л. Количество иона Cl^- в морской воде составляло 5901.9 мг/л, а в смеси – 5730.11 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 и 28 дней – не изменилось (5730.11 мг/л). Количество иона RCOO^- в морской воде составляло 282.44 мг/л, тогда как после 3-х дней смешивания в смеси оно составило 74.67 мг/л, после 10 дней – 138.23 мг/л, а после 28 дней – 51.46 мг/л. Количество иона H_2BO_3^-

в морской воде составляло 415.58 мг/л, а в смеси – 138.23 мг/л после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 100.90 мг/л и после 28 дней – 69.62 мг/л. Ион CO_3^{2-} не был обнаружен. По классификации Пальмера, первая соленость (S_1) составила 72.76% в морской воде, в смеси после 3-х дней смешивания – 85.24%, после 10 дней – 84.83% и после 28 дней – 85.86%. Согласно классификации Пальмера, вторая соленость (S_2) составила 24.51% в морской воде, в смеси после 3-х дней смешивания 12.56%, после 10 дней – 12.88% и после 28 дней – 10.91%. Вторая щелочность (A_2) по классификации Пальмера составила 2.73% в морской воде, 2.2% при анализе смеси после 3-х дней смешивания, после 10 дней – 2.29% и после 28 дней – 3.23%. Хотя соотношение $r_{\text{Na/rCl}}$ в морской воде составляло 1.03, при анализе смеси после 28 дней смешивания соотношение $r_{\text{Na/rCl}}$ увеличилось до 1.25. Эти воды относятся к СН типу. Плотность морской воды составляла 1.0087 г/см³, при анализе смеси через 28 дней она увеличилась до 1.0090 г/см³. Минерализация морской воды составляла 14650 мг/л. При анализе смеси после 3-х дней смешивания минерализация составила 14413 мг/л, после 10 дней – 14434 мг/л, после 28 дней она увеличилась до 14612 мг/л.

Результаты физико-химических анализов, проведённых в лаборатории в разные сроки (3, 10 и 28 дней), показали, что при анализе смеси дистиллированной воды и керна, постепенно увеличивается количество ионов Na^+K^+ , Ca^{2+} и HCO_3^- . Наличие ионов Cl^- в смеси является показателем растворимости керна в дистиллированной воде.

При анализе смеси технической воды и керна, наблюдалось увеличение количества ионов Na^+K^+ , Ca^{2+} , HCO_3^- и SO_4^{2-} , а количество ионов Mg^{2+} , Cl^- , H_2BO_3^- и RCOO^- уменьшилось. Это подтверждает, что в результате смешивания керна с технической водой происходят определённые физико-химические процессы.

Аналогично, при анализе смеси морской воды и керна количество одних компонентов увеличивалось, а других уменьшалось.

Проведённые исследования включали в себя построение гистограмм, изображающих изменение количества ионов, присутствующих в растворах, полученных при смешивании образцов керна с дистиллированной, технической и Каспийской морской водами (рис. 1-3).

После испытаний в лаборатории оставшиеся образцы керна были отфильтрованы и высушены, полученные результаты представлены в таблице 2.

Исследования показали, что при смешивании керна с дистиллированной водой в ней растворяются Na^+K^+ , Ca^{2+} , Cl^- , HCO_3^- и другие компоненты (табл. 2). В результате масса керна в конце испы-

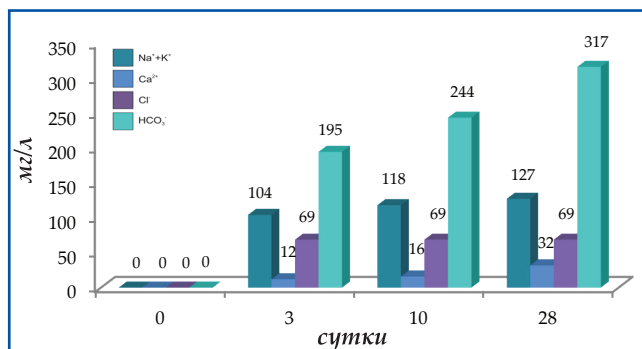


Рис. 1. Динамика изменения количества ионов раствора в результате растворения керна в дистиллированной воде, мг/л

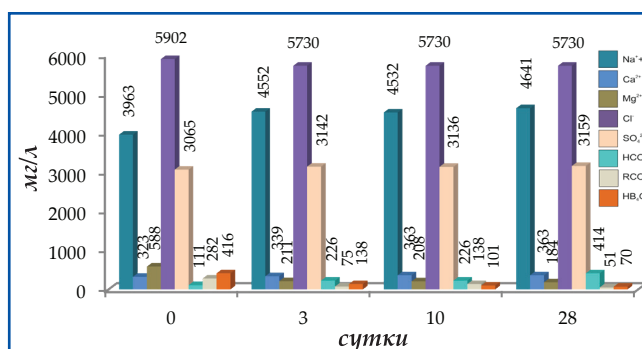


Рис. 2. Динамика изменения количества ионов раствора в результате растворения керна в воде Каспийского моря, мг/л

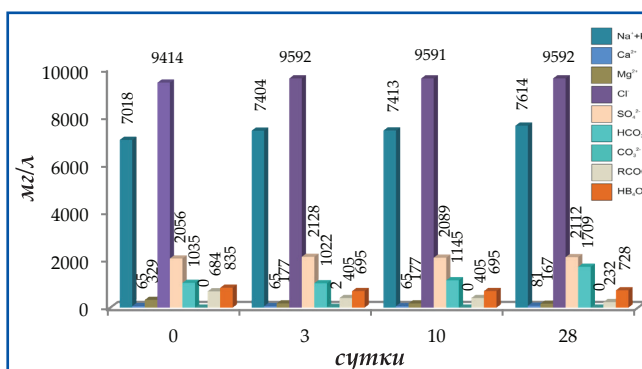


Рис. 3. Динамика изменения количества ионов раствора в результате растворения керна в технической воде, мг/л

тания уменьшилась более чем на 2.0%. Напротив, когда керна был смешан с технической водой, его вес увеличился примерно на 1.0% за счёт распада нескольких компонентов в результате взаимодействия. В конце анализа вес керна в смеси с морской водой уменьшился более чем на 1.0%.

После физико-химического анализа смесей керна с дистиллированной, технической и мор-

ской водами, было рассчитано их солесодержание. Количества растворенных и осажденных солей приведены в таблице ниже (табл. 3-5).

Изменение солесодержания определялось с помощью физико-химического анализа растворов,

полученных при смешивании керн с дистиллированной, технической и каспийской морской водами. Результаты представлены в виде гистограмм на рисунках 4-6.

На основании физико-химического анализа рас-

Таблица 2

Результаты лабораторных исследований смесей образцов керн с дистиллированной, технической и Каспийской морской водой

№	Приготовление раствора, Керн + жидкость	Сушка керн после испытательных работ		Масса высушенного керн, г
		Температура, °C	Срок, час	
1	1 л дистил. вода + 75 г керн	150	16	72.8712
2	1 л техническая вода + 75 г керн	100	8	75.657
3	1 л морская вода + 75 г керн	100	8	74.845

Таблица 3

Количество растворённых и выпавших в осадок солей в смеси образцов керн с дистиллированной водой

Содержание соли (мг/л)				
Образец	Растворимые соли			
	NaCl	NaHCO ₃	Ca(HCO ₃) ₂	Общая сумма
1 л дистил. воды + 75 г керн	-113.568	-301.98	-258.228	- 673.776 (0.67г/л)

Таблица 4

Количество растворённых и выпавших в осадок солей в смеси образцов керн с технической водой

Содержание соли (мг/л)											
Образец	Растворимые соли					Осажденные соли					Разница в количестве растворенных (-) и выпавших в осадок (+) солей
	NaCl	Na ₂ SO ₄	NaHCO ₃	Ca(HB ₄ O ₇) ₂	Общая сумма	MgSO ₄	Mg(HCO ₃) ₂	Mg(RCOO) ₂	Mg(HB ₄ O ₇) ₂	Общая сумма	
1 л техническая вода + 75 г керн	-293.5	-622.83	-1385.76	-287.3	-2589.37	388.34	797.53	980.14	504.13	2670	80.77 мг/л (0.08 г/л)

Таблица 5

Количество растворённых и выпавших в осадок солей в смеси образцов керн с морской водой

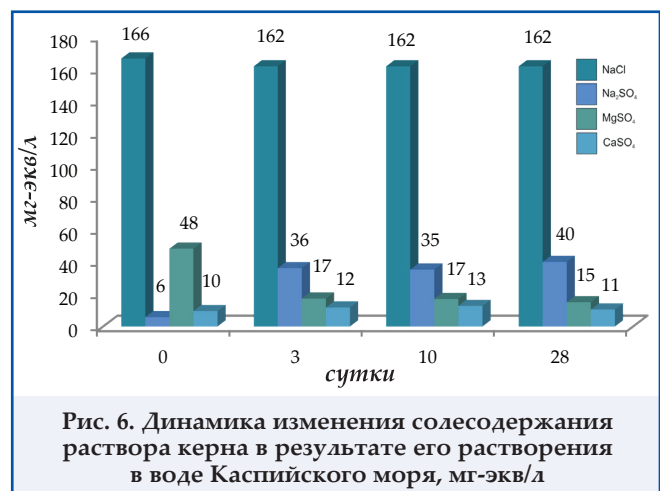
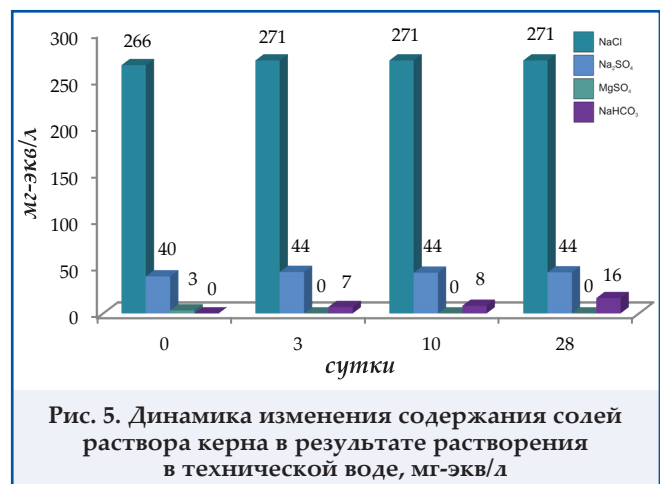
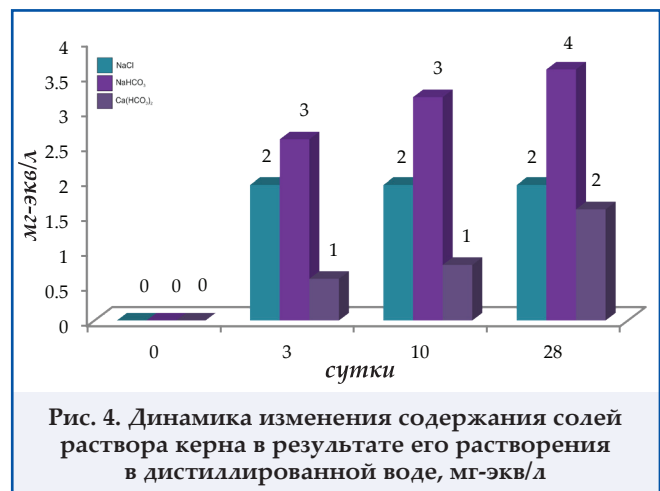
Содержание соли (мг/л)										
Образец	Растворимые соли				Осажденные соли					Разница в количестве растворенных (-) и выпавших в осадок (+) солей
	Na ₂ SO ₄	CaSO ₄	Ca(HCO ₃) ₂	Общая сумма	NaCl	MgSO ₄	Ca(RCOO) ₂	Ca(HB ₄ O ₇) ₂	Общая сумма	
1 л морской воды + 75 г керн	-4880.10	-126.6	-803.52	-5810.2	282.9	4007.45w	528.25	781.62	5600.22	- 210.02 мг/л (0.21 г/л)

творов, полученных из смесей образцов керн с дистиллированной водой, были рассчитаны растворимые соли и их количество, исходя из содержания ионов. Содержание солей рассчитывалось в соответствии с порядком активности ионов – правилом Фрезениуса (5). Как видно из таблицы, в дистиллированной воде растворялись соли NaCl, NaHCO₃ и Ca(HCO₃)₂. Общее количество растворённых солей составило 673.776 мг/л (0.67 г/л). Следовательно, масса керн должна была уменьшиться на 673.776 мг/л. После испытаний масса высушенного керн составила 72.8712 г/л, уменьшилась на 2.1288 г/л (2128.8 мг/л), что значительно больше (1.4588 г/л) рассчитанного уменьшения на 0.67 г/л. Это снижение можно объяснить наличием прочносвязанной воды, которая осталась в активной зоне из-за того, что она не была полностью высушена перед проведением теста.

Растворённые и выпавшие в осадок соли в растворах, полученных из смесей технической воды с керном и их количество были рассчитаны и представлены в таблице. Из этой таблицы видно, что в технической воде растворялись соли NaCl, Na₂SO₄, NaHCO₃ и Ca(HB₄O₇)₂, а осаждались соли MgSO₄, Mg(HCO₃)₂, Mg(RCOO)₂ и Mg(HB₄O₇)₂. Общее количество растворённых солей составило 2589.37 мг/л, а общее количество выпавших в осадок – 2670.14 мг/л, то есть вес керн должен был увеличиться на 80.77 мг/л. После проведения испытаний масса высушенного керн составила 75.657 г/л, что является небольшим увеличением (0.657 г/л или 657 мг/л), значительно превышающим (0.577 г/л) расчетное увеличение (0.08 г/л). Такое увеличение можно объяснить наличием прочносвязанной воды, оставшейся из-за неполного высыхания керн.

Исходя из преобладающего содержания неорганических солей в отложениях, выделяют две группы солей: карбонатные и сульфатные. Наиболее распространённым типом неорганических солевых отложений являются осадки, содержащие в основном сульфаты и карбонаты кальция и магния. В отложениях также присутствуют такие примеси, как оксиды железа и диоксид кремния [6].

Растворённые и выпавшие в осадок соли, а также их количество в растворах, полученных из смесей образцов керн с морской водой, были рассчитаны и представлены в таблице. Из этой таблицы видно, что такие соли, как Na₂SO₄, CaSO₄ и Ca(HCO₃)₂ растворялись в морской воде, а такие соли, как NaCl, MgSO₄, Ca(RCOO)₂ и Ca(HB₄O₇)₂ выпадали в осадок. Общее количество растворённых солей составило 5810.2 мг/л, а общее количество выпавших в осадок 5600.22 мг/л, то есть масса керн должна была уменьшиться на 210.02 мг/л. Однако масса высушенного керн после тестирования составила 74845 г/л,



что является незначительным снижением (0.155 г/л или 155 мг/л), меньшим, чем расчетное снижение (0.21 г/л). Такое снижение можно объяснить наличием плотносвязанной воды, которая осталась в активной зоне из-за того, что она не была полностью высушена.

Выводы

Исследования, проведенные с различными видами вод, позволили сделать несколько важных выводов о физико-химических процессах, происходящих при их смешивании.

Первое, что было выявлено, это то, что в смеси дистиллированной воды и керна происходит увеличение количества ионов Na^+K^+ , Ca^{2+} и HCO_3^- , а наличие ионов Cl^- является показателем растворимости керна в воде. При смеси с технической водой также вызывает увеличение количества ионов Na^+K^+ , Ca^{2+} , HCO_3^- и SO_4^{2-} , но в то же время наблюдается уменьшение количества ионов Mg^{2+} , Cl^- , H_2BO_3^- и RCOO^- . При смешивании с морской водой также происходит увеличение количества некоторых компонентов и уменьшение других.

При лабораторных анализах было выявлено, что смешивание с дистиллированной водой приводит к растворению ионов Na^+K^+ , Ca^{2+} , Cl^- , HCO_3^- и других компонентов, что приводит к уменьшению массы керна более чем на 2.0%. С технической водой увеличение массы сухого остатка примерно на 1.0%. В случае с морской водой масса керна уменьшилась более чем на 1.0%.

Проведенный физико-химический анализ растворов позволил определить расчетные значения растворимых солей и их количество, исходя из содержания ионов. В дистиллированной воде растворяются такие соли, как NaCl , NaHCO_3 и $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$. В технической воде растворяются такие соли, как NaCl , Na_2SO_4 , NaHCO_3 и $\text{Ca}(\text{H}_2\text{BO}_3)_2$, а такие соли, как MgSO_4 , $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$, $\text{Mg}(\text{RCOO})_2$ и $\text{Mg}(\text{H}_2\text{BO}_3)_2$ выпадают в осадок. В морской воде растворяются такие соли, как Na_2SO_4 , CaSO_4 и $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, а осаждаются такие соли, как NaCl , MgSO_4 , $\text{Ca}(\text{RCOO})_2$ и $\text{Ca}(\text{H}_2\text{BO}_3)_2$.

Таким образом, проведенные исследования доказывают, что смешивание керна с различными видами воды вызывает определенные физико-химические процессы, в результате которых происходит растворение и осаждение различных солей. Эти результаты могут иметь значительное практическое применение при проведении анализа и определении состава различных растворов.

Литература

1. Усманов, И. Ш. (2006). Совершенствование организации исследования керна - основа оптимизации геологического моделирования и геологоразведочных работ. *Нефтяное хозяйство*, 4, 16-20.
2. Кальчева, А. В. (2009). Керносно-осадочный источник получения геологической информации. *Георесурсы*, 3(31), 23-26.
3. Гусейнов, Ф. А., Казимов, Ш. П. (2010). Пластовые воды месторождений углеводородов и технико-экономические показатели разработки. *Баку: НИПИ «Нефтегаз»*.
4. ГОСТ 26449.1-85. (1985). Установки дистилляционные стационарные. Методы химического анализа солевых вод. *Москва: Стандартинформ*.
5. Карцев, А. А., Вагин, С. Б., Шугрин, В. П., Брагин, Ю. И. (2001). *Нефтегазовая гидрогеология*. Москва: *Нефть и газ*.
6. Халилов, Н. Н., Аббасов, Г. А., Гурбанзаде, Л. Б. и др. (2023). Проведение гидрохимических исследований с целью предотвращения образования солевых отложений. *Материалы научно-практической конференции «Гейдар Алиев и Нефтяная стратегия Азербайджана: Достижения Нефтегазовой Геологии и Геотехнологий»*.
7. Гаджиев, Ф. М., Атакишиева, Н. А. (2012). Исследования химического состава смеси пластовой воды свиты «Перерыва» месторождения «Гюнешли» с водой Каспийского моря. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-40.

References

1. Usmanov, I. Sh. (2006). Enhancement of core research organization - the basis for optimization of geological modeling and exploration work. *Oil Industry*, 4, 16-20.
2. Kalcheva, A. V. (2009). Core - the main source of geological information. *Georesources*, 3(31), 23-26.
3. Guseynov, F. A., Kazimov, Sh. P. (2010). Formation waters of hydrocarbon deposits and techno-economic indicators of development. *Baku: SOCAR OGPI Press*.
4. GOST 26449.1-85. (1985). Stationary distillation units. Methods of chemical analysis of saline waters. *Moscow: Standartinform*.
5. Kartsev, A. A., Vagin, S. B., Shugrin, V. P., Bragin, Yu. I. (2001). *Oil and gas hydrogeology*. Moscow: *Oil and Gas*.
6. Khalilov, N. N., Abbasov, G. A., Gurbanzade, L. B., et al. (2023). Conducting hydrochemical studies to prevent salt deposits. In: *Proceedings of Scientific-Practical Conference «Heydar Aliyev and the Oil Strategy of Azerbaijan: Achievements of Oil and Gas Geology and Geotechnologies»*.
7. Gadzhiev, F. M., Atakishiyeva, N. A. (2012). Research of the chemical composition of the mixture of the formation water of the «Pereyryva» suite of the «Guneshli» field with the water of the Caspian Sea. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-40.

Гидрогеологические и гидрохимические исследования процесса солеотложения в пластовых водах нефтяных месторождений

Г. А. Аббасов, Н. Н. Халилов, Л. М. Талыбзаде, Л. Б. Гурбанзаде
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В результате анализа растворов и полученных сухих остатков при исследованиях взаимодействия керна с различными видами вод, было обнаружено: взаимодействия керна с дистиллированной водой происходит растворение ионов Na^+K^+ , Ca^{2+} , Cl^- , HCO_3^- и других компонентов, что приводит к уменьшению массы сухого остатка керна более чем на 2.0%. Взаимодействия керна с технической водой приводит к увеличению массы примерно на 1.0%. В случае с морской водой, масса сухого остатка керна уменьшалась более чем на 1.0%. Проведенные исследования доказывают, что взаимодействия керна с различными видами воды вызывает определенные физико-химические процессы, в результате которых происходит растворение и осаждение различных солей. Эти результаты могут иметь значительное практическое значение при проведении анализа и определении состава различных растворов.

Ключевые слова: керн; техническая вода; морская вода; дистиллированная вода; растворимые соли; осажденные соли; сульфатно-натриевый тип.

Neft yataqlarının lay sularında duzçökmə prosesinin hidrogeoloji və hidrokimyəvi tədqiqatları

Q. A. Abbasov, N. N. Xəlilov, L. M. Talibzadə, L. B. Qurbanzadə
«Neftqazelmütədiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Kernin müxtəlif növ sular ilə qarışıqlarından hazırlanmış məhlullar analiz olunmuş və müvafiq quru qalıq nümunələri alınmışdır. Müəyyən olunmuşdur ki, kernin distillə edilmiş su ilə qarışması nəticəsində Na^+K^+ , Ca^{2+} , Cl^- , HCO_3^- və digər komponentlərin həll olması baş verir. Bu isə kernin quru qalığının çəkisinin 2%-dən artıq azalmasına gətirib çıxarır. Kernin texniki su ilə qarışması nəticəsində kernin quru qalığının çəkisi təxminən 1% artmışdır. Bu dəniz suyu ilə baş verdikdə isə kernin quru qalığının çəkisi 1%-dən çox azalmışdır. Aparılmış tədqiqatlar göstərir ki, kernin müxtəlif növ sular ilə qarışması fiziki-kimyəvi proseslərə səbəb olur. Bu zaman isə müxtəlif duzların həll olması və çökməsi baş verir. Alınmış nəticələr müxtəlif məhlulların tərkibinin təyində və analiz olunmasında praktiki əhəmiyyətə sahib ola bilər.

Açar sözlər: kern; texniki su; dəniz suyu; distillə edilmiş su; həll olan duzlar; çökən duzlar; natrium-sulfat tipli.

РАЗРАБОТКА ПЕННОЙ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ
В СКВАЖИНАХ С ПОТЕНЦИАЛЬНЫМИ РИСКАМИ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ

Э. С. Абдуллаева

НИПИ«Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Development of a foam composition for use in wells with potential risks of sanding

E. S. Abdullaeva

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

Considerable petroleum reserves of Azerbaijan are confined to fields, the layers of which are mainly structured of incompetent rocks. Well operation is accompanied by the destruction of the bottom-hole formation zone, and, as a consequence, sand production, which leads to a drop in oil production. Sand production leads to the formation of sand plugs in wells, which makes it difficult for fluid to flow from the formation to the well. In this regard, new foam and foam-polymer compositions for washing sand plugs in sand-producing wells have been developed and studied. The advantage of the developed foam systems as flushing liquids in order to ensure optimal consumption of surfactants and aluminum nanoparticles is considered. Considering that the problem of sanding in the fields of Azerbaijan is very relevant, the developed foam compositions are widely used.

KEYWORDS:

Oil well;
Bottom – hole;
Appearance;
Sand plug;
Foam compositions;
Polimer;
Aluminum
nanoparticles

e-mail: elmiraabdullayeva2016mailru.abd@mail.ru<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200045>

Значительная часть запасов нефти Азербайджана приурочена к месторождениям, пласты которых сложены слабосцементированными породами. Эксплуатация скважин, вскрывающих объекты этих месторождений, сопровождается разрушением призабойной зоны пласта и интенсивным пескопроявлением, что приводит к снижению добычи нефти. При разрушении призабойной зоны в скважину совместно с жидкостью поступает большое количество песка. В том случае, если скорость движения песчано-жидкостной смеси недостаточна для подъема частиц песка, они оседают и скапливаются на забое скважины. В результате создается песчаная пробка, высота которой в некоторых случаях может достигать нескольких сотен метров. Оседание частиц песка из жидкости и их скопления возможны не только на забое, но и в любом интервале ствола скважины по пути движения песчано-жидкостной смеси от забоя до устья. Невзирая на то, что проницаемость песчаной пробки в несколько раз больше проницаемости пласта, ее образование существенно ухудшает приток жидкости из пласта, а в ряде случаев и вовсе может привести к прекращению работы скважины. При наличии большого количества воды в продукции скважины увеличивается градиент давления, что приводит к дальнейшему разрушению скелета пласта. В результате начинается происходить процесс коагуляции и оседания мелких частиц песка и глины, что сопровождается

частым образованием песчаных пробок.

В целях восстановления гидродинамической связи в системе «скважина-пласт» необходимо проведение ремонтно-восстановительных мероприятий по очистке забоя и выносу песка из скважины.

Для предотвращения образования песчаных пробок применяются различные методы. Широко распространен способ очистки скважин от песка гидробурами и желонками [1]. В первом случае применяется гидробур, спускаемый в скважину на канате. Гидробур, ударяется о пробку, затем его приподнимают на 2-3 м и снова ударяют долотом о поверхность. При очередном подъеме плунжер засасывает жидкость с песком из-под долота, после чего песок попадает в желонку, а жидкость в поршневой насос. Во время ударов в несколько приемов в гидробур засасывается песчаная пробка, образовавшаяся на забое. Обычно работы проводятся на пониженных скоростях подъемника для предотвращения образования петель каната или большого его натяжения и обрыва.

Скважины очищаются от пробок также с помощью желонки [1]. Желонку последовательно спускают на забой, заполняют ее и поднимают. Известны простые, поршневые и автоматические желонки. Простые желонки используются при очистке скважины от рыхлых пробок и небольшой высоте столба жидкости. Поршневые желонки применяются при плотных пробках, а во всех остальных более сложных случаях используются автоматические

желонки. Однако этот метод обладает рядом недостатков: возможность протирания эксплуатационной колонны, возможность обрыва тартального каната или проволоки, длительность процесса, загрязнение рабочего места и пр.

Одним из эффективных и распространенных способов очистки скважин от песка является метод промывки песчаных пробок. В последнее время в процессах нефтедобычи в качестве технологических жидкостей с успехом применяются композиционные системы на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) [2-4]. Преимущество этих систем заключается в том, что они создают условия для постепенного снижения давления на забое скважины и вызова притока флюида из пласта, а также сохранения естественных коллекторских свойств продуктивного пласта. Кроме того по сравнению с другими промывочными жидкостями пенные системы обладают меньшей плотностью и хорошей способностью удерживать частицы песка во взвешенном состоянии в течение продолжительного времени. Также при промывке песчаной пробки пенными системами снижается забойное давление и объем жидкости, поглощаемый пластом.

Также в последнее время все большее распространение получает применение водных растворов ПАВ с добавкой наночастиц легкого цветного металла [5-7]. В частности, отмечается, что присутствие наночастиц в композициях придает стабильность, так как поверхностные силы легко уравнивают силу тяжести [5]. Кроме этого, свойства, которые находятся в значительной зависимости от размера и формы частиц – тепловые, оптические, механические, электрические, реологические и магнитные гораздо лучше свойств обычных жидкостей [5].

Известны различные способы промывки песчаной пробки, включающие пенные составы. Однако в ряде случаев разработанные системы не обладают достаточной устойчивостью для поддержания частиц песка во взвешенном состоянии в течение продолжительного времени. Их применение в качестве технологической жидкости в глубоких наклонных и вертикальных скважинах не в состоянии обеспечивать полный вынос песка на поверхность.

В связи с этим разработан новый способ промывки песчаной пробки с применением пенного состава для наиболее полного выноса частиц песка и механических примесей на поверхность. Способ включает в качестве пенообразователя водный раствор реагента SNKX-04 концентрацией 0.2-0.4%, наночастицы алюминия размером 50-0 нм концентрацией 0.001-0.1% и воду. Преимуществами созданной пенной системы является образование стабильной пены, способной поддерживать частицы песка и механических примесей во взвешенном

состоянии в течение продолжительного времени.

Результаты экспериментальных исследований по определению устойчивости пенной композиции с учетом концентрации наночастиц алюминия приведены на рисунке 1.

Представленная зависимость свидетельствует о том, что увеличение концентрации наночастиц алюминия в водном растворе ПАВ позволяет увеличивать устойчивость созданной пенной системы.

Отметим, что оптимальная концентрация наночастиц алюминия, добавленная в водный раствор реагента SNKX-04, выполняющего функцию ПАВ, при которой созданная пенная система приобретает устойчивость, составляет 0.001%-0.1%. В то же время оптимальная концентрация реагента SNKX-04 при которой наблюдается высокая устойчивость созданной пенной системы, составляет 0.2-0.4%. Дальнейшее увеличение концентрации реагента SNKX-04 и наночастиц алюминия не приводит к повышению устойчивости пены. Очевидно, механическая прочность пенного каркаса не является показателем, обеспечивающим высокую устойчивость композиции. При максимальной устойчивости пенная система, не достигшая равновесия, сохраняет тенденцию к восстановлению и обладает необходимой для этого подвижностью. Эти свойства теряются в том случае, если молекулярный адсорбционный слой пузырьков пены дошел до степени насыщения. Вследствие этого оптимальная концентрация наночастиц алюминия и реагента SNKX-04 соответствует недонасыщенному периоду адсорбционного слоя пузырьков пены. Таким образом, создается пенная система с высокой устойчивостью, то есть образуется гибкая структура пенного каркаса.

Разработанную пенную систему, образованную путем смешивания наночастиц алюминия с водным раствором реагента SNKX-04 помимо промывки песчаной пробки можно применять также при непрерывном подливе жидкости в затрубное пространство добывающих пескопроявляющих скважин с целью обеспечения выноса песка и механических примесей на поверхность.

В последнее время в нефтедобыче все большее распространение находят полимерсодержащие композиции ПАВ [8, 9]. В качестве полимера наиболее часто используется полиакриламид.

В связи с этим была рассмотрена возможность дальнейшего повышения устойчивости пенной системы путем подбора высокомолекулярного полимера – полиакриламида (ПАА), благодаря чему были обеспечены оптимальные расходы ПАВ и наночастиц алюминия. Для полного выноса песка на поверхность из глубоких скважин разработан состав для промывки песчаной пробки, включаю-

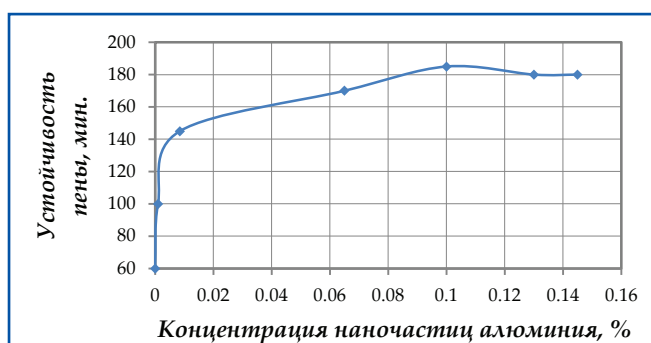


Рис. 1. Зависимость устойчивости пенной системы от концентрации наночастиц алюминия

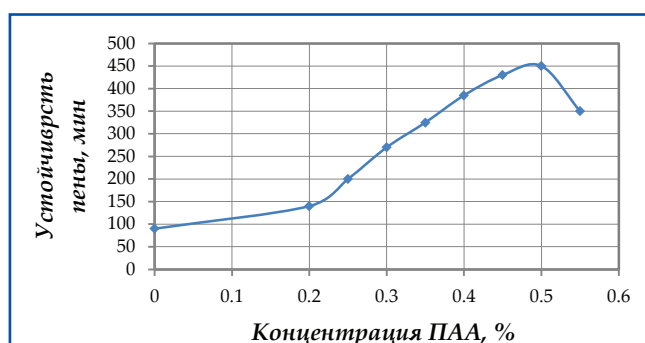


Рис. 2. Зависимость устойчивости пеннополимерной системы от концентрации ПАА

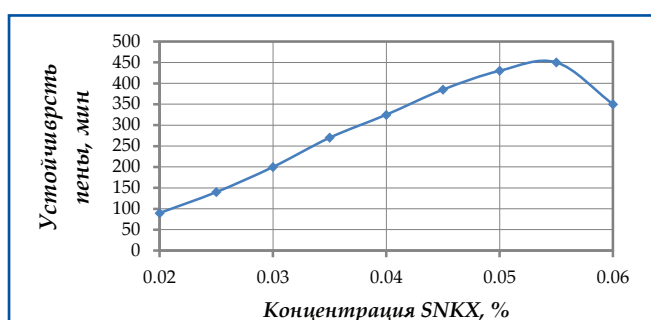


Рис. 3. Зависимость устойчивости пеннополимерной системы от концентрации реагента SNKX-04

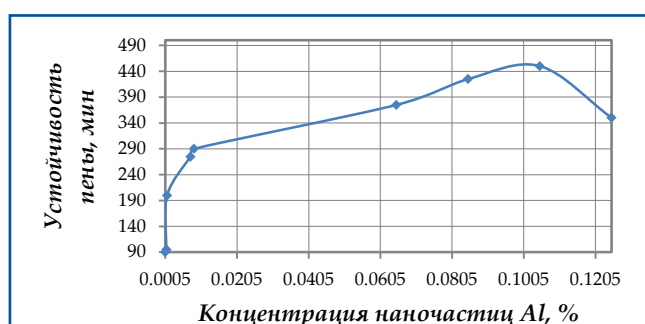


Рис. 4. Зависимость устойчивости пеннополимерной системы от концентрации наночастиц алюминия

щий закачку композиции, состоящей из полимера, анионного ПАВ, наночастиц алюминия размерами 50-70 нм и воды.

На рисунке 2 показано изменение устойчивости пеннополимерной системы в зависимости от концентрации ПАА.

Представленная зависимость показывает, что в результате применения в качестве стабилизатора пенной системы полиакриламида (ПАА) концентрацией 0.25-0.5% достигается высокая устойчивость пенной системы. Это можно объяснить тем, что водный раствор полиакриламида обладает значительной вязкостью. Соединяясь с пенообразователем – реагентом SNKX-04 он создает гелеобразную прочную структуру, благодаря которой устойчивость системы повышается за счет наночастиц, которые также являются поверхностно-активными веществами.

В результате проведенных исследований было выявлено, что если для получения стабильной пены без стабилизатора (ПАА) необходима оптимальная

концентрация реагента SNKX-04 0.2-0.4 %, то при добавлении ПАА достаточно, чтобы содержание указанного реагента составляло, 0.03-0.05 %, то есть указанная концентрация позволяет увеличивать устойчивость пенной системы, созданной без полимера (рис. 3).

Исследования также подтвердили, что добавление наночастиц алюминия концентрацией 0.001-0.1% способствует повышению устойчивости созданной композиции за счет обеспечения стабильности агрегативного состояния системы (рис. 4).

Таким образом, для обеспечения полного выноса песка на поверхность из наклонных и вертикальных скважин разработана пенная композиция, состоящая из полиакриламида (ПАА) 0.25-0.5 %, в качестве ПАВ реагента SNKX-04 0.03 – 0.05 %, наночастиц алюминия 0.001-0.1 % и воды.

Разработанные композиции были исследованы в лабораторных условиях и в настоящее время рекомендованы к серийному использованию на скважинах с потенциальными рисками пескопроявлений.

Литература

1. Березовский, Д. А., Яковлев, А. Л., Савенок, О. В. и др. (2016). Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения. *Наука, Техника, Технологии (Политехнический Вестник)*, 4, 104-119.
2. Гасымлы, А. М., Мусаева, А. М. (2019). О повышении нефтеотдачи пласта путем применения новой пенной системы. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 1, 52-55.
3. Сулейманов, Б. А., Аббасов, Э. М., Сисенбаева, М. Р. (2017). Механизм аномалии вязкости газированной нефти вблизи давления насыщения. *SOCAR Proceedings*, 1, 35-45.
4. Шарипов, Р. Р., Койеджо, А. А., Куагу, Ж. М. и др. (2017). Разработка реагентов для увеличения нефтеотдачи высокотемпературных пластов. *SOCAR Proceedings*, 2, 62-67.
5. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Мурсалова, М. А. (2010). Флюид с наночастицами для воздействия на пласт. *Нефтяное хозяйство*, 4, 96-99.
6. Казимов, Э. А., Сулейманов, А. Б. (2018). Повышение эффективности вскрытия продуктивных пластов и заканчивания скважин. *Нефтяное хозяйство*, 5, 44-47.
7. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф. (2014). О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*, 1, 86-88.
8. Wu, Z., Yang, Z., Cao, L., et al. (2016). Study on performance of surfactant - polymer system in deep reservoir. *SOCAR Proceedings*, 1, 34 - 41.
9. Ты, Т. Н., Велиев, М. М., Чан Куок Хой и др. (2017). Особенности применения технологии вытеснения нефти полимерными растворами в слоисто-неоднородном пласте месторождения Белый Тигр. *Нефтяное хозяйство*, 3, 90-93.

References

1. Berezovskiy, D. A., Yakovlev, A. L., Savenok, O. V., et al. (2016). Technology of carrying out cleaning of wells from the sandy stopper when carrying out KRC on the example of the Konitlorsky oil field. *Science. Engineering. Technology (Polytechnical Bulletin)*, 4, 104-119.
2. Gasymlly, A. M., Musayeva, Sh. F. (2019). On increase of reservoir oil recovery using new foam system. *Azerbaijan Oil Industry*, 1, 52-55.
3. Suleimanov, B. A., Abbasov, E. M., Sisenbayeva, M. R. (2017). Mechanism of live oil viscosity anomaly near to bubble point pressure. *SOCAR Proceedings*, 1, 35-45.
4. Sharipov, R. R., Coyedjo, A. A., Quagu, J. M., et al. (2017). Development of reagents for enhanced oil recovery of high-temperature formations. *SOCAR Proceedings*, 2, 62-67.
5. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Mursalova, M. A. (2010). Fluid with nanoparticles for bed and wellbottom zone stimulation. *Oil Industry*, 4, 96-99.
6. Kazimov, E. A., Suleymanov, A. B. (2018). Ways to increase the efficiency of opening and completion of wells. *Oil Industry*, 5, 44-47.
7. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F. (2014). On the metal nanoparticles effect on the strength of polymer gels based on carboxymethyl cellulose, applying at oil recovery. *Oil Industry*, 1, 86-88.
8. Wu, Z., Yang, Z., Cao, L., et al. (2016). Study on performance of surfactant - polymer system in deep reservoir. *SOCAR Proceedings*, 1, 34 - 41.
9. Tu Thanh Nghia, M.M. Veliev, Tran Quoc Khoi, et al. (2017). Peculiarities of applying the technology for oil displacement by polymer solutions in stratified inhomogeneous bed of White Tiger field. *Oil Industry*, 3, 90-93.

Разработка пенной композиции для применения в скважинах с потенциальными рисками пескопроявлений

Э. С. Абдуллаева

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Значительная часть запасов нефти Азербайджана приурочена к месторождениям, пласты которых сложены слабосцементированными породами. Эксплуатация скважин, вскрывающих объекты этих месторождений, сопровождается разрушением призабойной зоны пласта и интенсивным пескопроявлением, что приводит к снижению добычи нефти. Пескопроявление приводит к образованию песчаных пробок в скважинах, что затрудняет приток жидкости из пласта в скважину. В связи с этим разработаны и исследованы новые пенные и пеннополимерные композиции для промывки песчаных пробок в пескопроявляющих скважинах. Рассматривается преимущество разработанных пенных систем в качестве промывочных жидкостей в целях обеспечения оптимальных расходов ПАВ и наночастиц алюминия. Учитывая, что проблема пескопроявления на месторождениях Азербайджана весьма актуальна, разработанные пенные составы находят широкое применение.

Ключевые слова: скважина; забой; пескопроявление; песчаная пробка; ПАВ; пенная композиция; полимер; наночастицы алюминия.

Potensial qum təzahürləri riskləri ilə olan quyularda istifadə üçün köpük kompozisiyanın işlənməsi

E. S. Abdullayeva

«Neftqazəlmütədiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Azərbaycan neft ehtiyatlarının əksər hissəsi zəif sementləşmiş laylardan ibarət olan yataqlara aiddir. Belə yataqlarda quyuların istismarı layın quyusu dibi sahənin dağılması ilə və nəticədə intensiv qum təzahürü ilə müşahidə edilir və bu neft hasilatının azalmasına gətirib çıxarır. Qum təzahürü quyularda qum tıxacının yaranmasına gətirib çıxarır və nəticədə laydan quyuya gələn mayenin axınına çətinləşdirilir. Bununla əlaqədar olaraq qum təzahürlü quyularda qum tıxacının yuyulması üçün yeni köpüklü və köpük-polimerli kompozisiyalar işlənmişdir və tədqiq edilmişdir. Səthi-aktiv maddənin (SAM-n) və alüminium nanohissəciklərinin optimal sərflərini təmin etmək məqsədilə yuyucu maye kimi işlənmiş köpüklü sistemlərin üstünlüyü araşdırılmışdır. Nəzərə alaraq ki, Azərbaycan yataqlarında qum təzahürləri problemi çox aktualdır, işlənmiş köpüklü tərkiblər geniş istifadə olunur.

Açar sözlər: quyusu; quyusu dibi; qum təzahürü; qum tıxacı; SAM; köpüklü kompozisiya; polimer; alüminium nanohissəcikləri.

NEFT SƏNAYESİNDƏ ASFALTEN-QATRAN-PARAFİN
ÇÖKÜNTÜLƏRİNƏ QARŞI MÜBARİZƏ ÜSULLARI

K. İ. Mətiyev, M. E. Əlsəfərova, N. İ. Emel

«Neftqazelmütədiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Methods for combating asphalt resin and paraffin deposits in the oil industry

K. I. Metiyev, M. E. Alsafarova*, N. I. Emel

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

A new inhibitor «NDP-22M» was developed to reduce the pour point of highly paraffinic oils and prevent the formation of asphalt, resin and paraffin deposits. The inhibitor contains a nonionic surfactant, a depressant agent and a solvent. The prepared inhibitor has the ability to reduce the pour point and viscosity of oil, as well as to prevent ARPD. The prepared inhibitor was studied on oil brought from the wells of the oil and gas production department of the production association «Azneft», «Oil Pipeline Administration». In this oil, the amount of paraffin is 10.8%. In the course of research, it was found that the effectiveness of adding 300 g/t of reagent to oil is 75%.

KEYWORDS:

Precipitation;
Depressant; Oil;
Pour point;
Paraffins;
Depressive effect;
Dynamic viscosity;
Viscosity effect.

*e-mail: matanatalesafarova@gmail.com<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200046>

Giriş

Məlumdur ki, neft quyularında AQPÇ ilə mübarizə istilik, kimyəvi, termokimyəvi, fiziki sahələr, mexaniki və s. üsullarla aparılır. Ən geniş yayılmış üsul isə AQP çöküntülərinin qarşısını kimyəvi reagentlərdən (inhibitorlar) və istilik daşıyıcılarından (isti su, isti neft, isti kondensat, su buxarı, isti həlledicilər və s.) istifadə etməklə alınması üsuludur. Son zamanlar parafinli quyularda AQP çökməsi daha dərinliklərdə baş verəndən çökmüş AQP çöküntüləri ənənəvi istilik daşıyıcılarının tətbiqi ilə təmizləmək mümkün olmur. Çünki istilik daşıyıcıları təqribən 500 metr dərinliyə qədər səmərəli olur. Belə ki, quyu ağzından quyuya verilən istilik, quyunun borusu boyu hərəkət etdikcə, öz hərərətini həm yan divarların və onu əhatə edən süxurların qızdırılmasına, həm də qaldırıcı borularda axından qaz ayrılmasından yaranan drosselləşmə prosesində əmələ gələn soyuqluğa sərf olunur. Bu səbəbdən də daha dərinliklərdə çökmüş hissələrə kifayət qədər istilik yetişmir. Odur ki, belə hallarda məlum istilik üsulları AQP çöküntülərinə qarşı mübarizədə tam səmərə vermədiyindən AQPÇ-ə qarşı inhibitorlardan istifadə etmək daha məqsədəuyğundur.

Bu məqsədlə neft mədən avadanlıqlarında asfalten-qatran-parafin çöküntülərinin (AQPÇ) yaranması ilə bağlı problemlər araşdırılmış, çöküntülərin qarşısının alınmasının kimyəvi üsulu parafin çöküntüsünə qarşı mübarizənin ən texnoloji və perspektivli yolu hesab edilmişdir. Mövcud problemi həll etmək üçün məlum kimyəvi maddələrin əsas növləri, üstünlükləri və mənfi cəhətləri təsvir edilmişdir. Polimer komponentinə və səthi aktiv maddələrin (SAM) tərkibinə əsaslanan

birləşdirilmiş depresan və yuyucu-dispersiya təsirinin parafin çökmə inhibitorunun sinergetik tərkibinin yeni tərkibi təklif olunmuşdur.

Temperatur rejiminin dəyişməsi ilə bu komponentlər lift borularının səthinə, çıxış xətlərinə, ştanqların və digər mədən avadanlıqlarının səthinə çökürlər. Bu hissəciklərin çökmə mexanizmi aşağıdakı kimidir.

Quyunun yuxarisına doğru temperatur aşağı düşərək, parafinli neftin donma temperaturuna yaxınlaşdıqca, neftdə intensiv olaraq parafinin kristallaşması baş verir ki, onlar ərimiş haldan asılı hala çevrilir. Bu kristallar kristallaşma mərkəzinə çevrilir və sonradan parafin intensiv olaraq ayrılaraq boruların səthinə çökür.

Parafinlə bərabər neftdən asfalten-qatran hissəcikləri də ayrılaraq həmin səthə çökürlər. Neftdə asılı vəziyyətdə olan qum dənəciklərinin, mexaniki qarışıqların, qeyri-üzvü duz kristallarının və su damcılarının olması, asfalten-qatran və parafin çöküntülərinin (AQPÇ) həmin səthə çökməsinə xüsusi davamlılıq verir, bu isə onların təmizlənmə prosesini daha da çətinləşdirir. Bu çöküntülərin əmələ gəlməsi quyunun hasilatını azaltmaqla bərabər, avadanlıqların sıradan çıxmasına, əlavə enerji və material sərfinə, təmirlər arası müddətin azalmasına səbəb olur.

İşin məqsədi

Məqalədə əsas məqsəd neftlərin özlülüklərinin, donma temperaturunun aşağı salınması, neftin hasilatı, saxlanması və nəqli zamanı asfalten-qatran-parafin hissəciklərinin çökməsi səbəbindən yaranan mürəkkəbləşmələrin aradan qaldırılması məqsədilə

Cədvəl 1 «NDP-22M» reagentinin fiziki-kimyəvi göstəriciləri		
Nö	Göstəricilərin adları	Norma
1	Aqreğət halı	Axıcı şəffaf maye
2	Kinematik özlülük, 20 °C, mm ² /s	14.8820
3	Dinamik özlülük, 20 °C, mPa·s	12.7700
4	Sıxlıq, 20 °C, q/sm ³ ,	0.8585
5	Hidogen göstəricisi, (pH)	7
6	Donma temperaturu, °C	-30
7	Təhlükəlilik sinfi	IV
8	Həll olması	həll olmur
		neftdə həll olur

Cədvəl 2 N.Nərimanov NQÇİ-nin neft nümunələrində «NDP-22M» reagentinin sınaq işlərinin nəticələri				
Quyuların №	Reagent vurulmazdan əvvəl		Reagent vurulduqdan sonra	
	kinematik özlülük, mm ² /s	neftin sıxlığı, q/sm ³	kinematik özlülük, mm ² /s	neftin sıxlığı, q/sm ³
619	274.62	0.8752	116.56	0.8705
456	Axıcı deyil (qatı neft)	Axıcı deyil (qatı neft)	69.83	0.8873
381	Axıcı deyil (qatı neft)	Axıcı deyil (qatı neft)	54.49	0.8510

yeni «NDP-22M» reagenti işlənilib hazırlanmışdır. «NDP-22M» reagenti yüksək parafinli neftlərin donma temperaturunu azaltmaqla bərabər, asfalten-qatran-parafin çöküntülərinin (AQPC) qarşısını da alır. İnhibitorun tərkibinə qeyri-ionogen səthi-aktiv maddə, depressor xassəli reagent və həlledici daxildir. «NDP-22M» reagentinin fiziki-kimyəvi xassələri cədvəl 1-də verilmişdir.

«NDP-22M» reagenti neft-mədən avadanlıqlarında çökən AQPC-nin aradan qaldırılmasını təmin etməklə təmirlərarası müddətin azalmasına (TAM), hasilatın artmasına zəmin yaradır.

Təcrübi hissə

Təklif olunan yeni tərkibin – «NDP-22M» reagentinin effektivliyi, viskozimetrik metodun (Brookfield LVDV-II+ viskozimetri) istifadəsi ilə neft emulsiyalarında və susuz neftlərdə laboratoriya təcrübələri, həmçinin şüşə səthindən neft təbəqəsinin yuyulmasının kinetikasının qiymətləndirilməsinə əsaslanan yuyucu və dispersiya xüsusiyyətlərinin qiymətləndirilməsi üçün yüksək keyfiyyətli metodların tətbiqi ilə sübut edilmişdir.

N.Nərimanov NQÇİ-dən götürülən 619, 456 və 381 sayılı quyuların neftlərində «NDP-22M» reagentinin sınaq işləri aparılmış, reagent vurulmamışdan əvvəl və

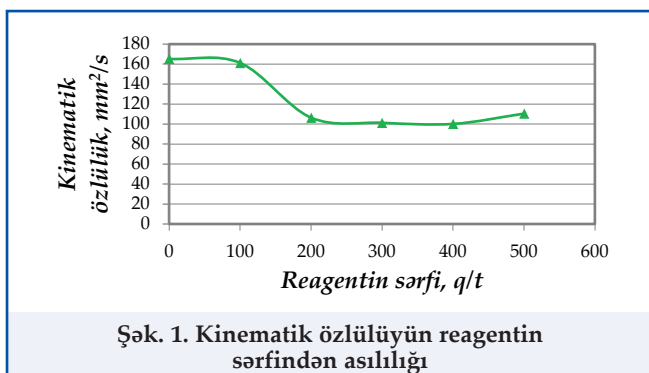
reagent vurulduqdan sonra kinematik özlülüklərinin, sıxlıqlarının dəyişməsi dinamikası tədqiq edilmiş və laboratoriya tədqiqatlarının nəticələri cədvəl 2-də verilmişdir.

Növbəti mərhələdə N.Nərimanov adına NQÇİ-nin 446 sayılı quyusundan götürülmüş neft nümunəsində «NDP-22M» reagentinin laboratoriya sınaqları aparılmışdır. Reagentin müxtəlif sərfərdə əlavəsində kinematik özlülüyn reagent sərfindən asılılığı araşdırılmış və alınan nəticələr şəkil 1-də verilmişdir.

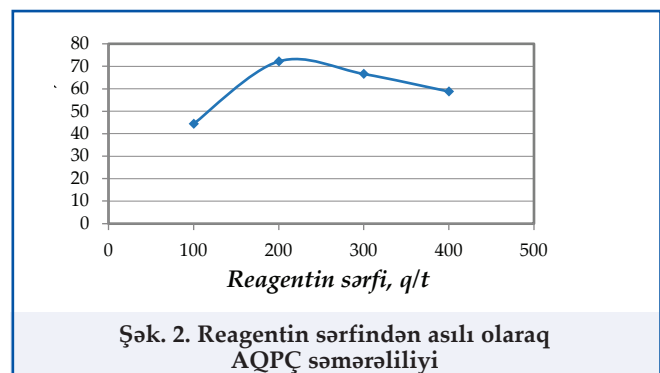
Şəkil 1-dən görünür ki, ən optimal reagent sərfi 300 q/t təşkil edir. Bu miqdardan artıq sərfərdə isə əks effekt müşahidə olunmuşdur.

Növbəti mərhələdə isə reagentin asfalten-qatran-parafin çöküntülərinə (AQPC) qarşı təsiri «Kompleks təsiri inhibitorların səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi» metodikasına əsasən «soyuq barmaqçılar» üsulu ilə aparılmışdır [1].

Bu üsul mədən şəraitinə daha uyğundur və reagentlərin parafinçökməyə qarşı səmərəliliyini həm keyfiyyət, həm də kəmiyyət baxımından qiymətləndirməyə imkan yaradır. Üsul aşkar edilmiş səmərəli parafinçökmə inhibitorunun tətbiqi texnologiyasının işlənilməsinə təmin etməklə, səmərəliliklə reagent sərfi arasında asılılığın qurulmasına imkan yaradır. Alınmış nəticələr şəkil 2-də verilmişdir.



Şəkil 1. Kinematik özlülüyn reagentin sərfindən asılılığı



Şəkil 2. Reagentin sərfindən asılı olaraq AQPC səmərəliliyi

Şəkil 2-dən görüldüyü kimi reagentin miqdarı artdıqca çökmüş AQPÇ-nin miqdarı azalır. İnhibitorun 20 °C temperaturda 300 q/t dozasından sonra onun təsiri zəifləyir. Alınmış nəticələr əsasında qurulmuş səmərəlilik əyrisindən görünür ki, reagentin miqdarı 300 q/t əlavə edildikdə səmərəlilik 75% təşkil edir. İnhibitorun 300 q/t miqdarında «soyuq barmaqciqlar» üzərində toplanmış AQP çöküntüsü öz ağırlığı ilə metal səthindən çox sürətlə sürüşür. Yəni, 300 q/t əlavədə barmaqciqlar üzərində AQP çöküntüləri qalmır. Bu onunla izah olunur ki, inhibitorun parafinli neftə 300 q/t əlavəsində çöküntünün strukturu və onunla metal barmaqciq arasındakı ilişmə qüvvəsi (adgeziya) zəifləyir və nəticədə AQPÇ sürüşüb düşür. Adgeziya qüvvəsinin çox kəskin zəifləməsi AQP çöküntülərinin qalxan maye ilə çox asanlıqla yuyulub aparılmasına zəmin yaradır [2].

Mexaniki qarışıqlar AQPÇ aqreqatlarının böyüməsini stimullaşdırır və adgeziya prosesinin sürətini artırır. AQPÇ-nin adgeziyası metalın fiziki-kimyəvi xassələrindən, onun istilik keçiriciliyindən, səthin

hamarlığından və digər amillərdən asılıdır. Neft axınının yüksək olmayan sürətində borunun daxili səthinin çıxıntılarının hündürlüyü artdıqda AQPÇ-nin adsorbsiyasının böyüməsi baş vermir. Axının sürəti artdıqca bu təsir xeyli qüvvətlənir. Neft axınının sürəti artdıqca AQPÇ-nin adgeziyası əvvəlcə artır, maksimuma çatdıqdan sonra azalmağa başlayır. Ən yüksək adgeziya müşahidə olunan sürət adgeziya möhkəmliyi və nəql borusunun diametri ilə düz, neftin özlülüyü ilə tərs mütənəsbdir. AQPÇ-nin əmələ gəlmə mexanizmi və xassələrini bilmək onun neqativ nəticələri ilə mübarizədə düzgün strategiyasının seçilməsi üçün vacibdir.

Reagentin aktiv əsasının tərkibinin çoxkomponentli olması səbəbindən onun emulsiya və susuz neftlərə təsirinin müxtəlif mexanizmləri nəzərdən keçirilmişdir. İnhibitorun səthi aktiv və polimer komponenti arasındakı sinergetik təsir, müxtəlif neftqazçıxartma idarələrindən (NQÇİ) götürülmüş emulsiya və susuz neftin özlülüyünün effektiv azalması ilə təsdiqlənir. «Neft Kəmərləri» İdarəsinin N. Nərimanov, Puta,

Cədvəl 3

Neft nümunələri üzərində aparılan sınaq nəticələri

Nümunənin götürüldüyü yer	Reagentin markası	Reagentin sərfi, q/ton	Donma temperaturu, °C	Özlülük, 20 °C		Sıxlıq, 20 °C, q/sm ³	Qeyd
				dinamik mPa·s	kinematik mm ² /s		
N.Nərimanov	reagentsiz	-	+5	323.45	379.41	0.8525	az axıcı
N.Nərimanov	NDP-22M	300	-17	8.580	10.319	0.8316	asan axıcı
Puta	reagentsiz	-	+10	435.33	489.41	0.8895	az axıcı
Puta	NDP-22M	300	-14	12.442	14.758	0.8413	asan axıcı
Suraxanı	reagentsiz	-	-1	138.56	154.04	0.8932	axıcı
Suraxanı	NDP-22M	300	-21	67.266	74.815	0.8891	az axıcı
Şirvan	reagentsiz	-	+13	623.42	695.70	0.8921	az axıcı
Şirvan	NDP-22M	300	-10	55.313	62.072	0.8811	asan axıcı
Abşeron	reagentsiz	-	+8	240.96	262.71	0.9172	az axıcı
Abşeron	NDP-22M	300	-23	16.55	22.553	0.8820	asan axıcı

Cədvəl 4

Suraxanı qarışıq neft kəməmindən götürülmüş neft nümunəsinin göstəriciləri

Reagentin markası	Reagentin dozası, q/ton	Donma temperaturu, °C	Özlülük, 200 °C		Sıxlıq, 20 °C, q/sm ³	Qeydlər
			dinamik, mPa·s	kinematik, mm ² /s		
reagentsiz	-	-1	138.56	154.04	0.8932	axıcı
NDP-22 M	300	-21	67.266	74.815	0.8891	az axıcı
CHPX-2005	300	-15	85.743	96.634	0.8873	asan axıcı
M-5	300	-10	91.245	102.603	0.8993	asan axıcı
M-6	300	-18	71.335	79.482	0.8975	asan axıcı
M-8K	300	-14	88.535	99.589	0.8907	asan axıcı

Şirvan qarışıq, Abşeron və Suraxanı neft kəmərlərindən götürülmüş neft nümunələrinin donma temperaturunun və özlülüklərinin aşağı salınması istiqamətində yerinə yetirilən tədqiqatlar zamanı «NDP-22M» reagentinin bütün nümunələr üçün 300 q/ton sərf norması ilə istifadəsi zamanı: N. Nərimanov, Puta neft kəmərlərindən götürülmüş neftlərin donma temperaturunu 22-24 °C, özlülü-yünü 35-38 dəfə; Suraxanı neft kəmərlərindən götü-rülmüş nümunənin donma temperaturunu 22 °C,

özlülü-yünü 2 dəfə; Şirvan, Abşeron neft kəmərlərindən götürülmüş neftlərin donma temperaturunu 23-31 °C, özlülü-yünü 12-15 dəfə azaltdığı müəyyən olunmuşdur. Laboratoriya tədqiqatlarının nəticələri cədvəl 3-8-də verilmişdir.

Laboratoriya sınaqlarının müsbət nəticə vermə-sini nəzərə alaraq belə nəticəyə gəlmək olur ki, yeni «NDP-22M» parafinçökmə inhibitorunun gələcəkdə daha geniş elmi araşdırmalarının aparılması məqsədəuyğundur.

Cədvəl 5

«N.Nərimanov» adına NQÇİ-dən götürülmüş neft nümunəsinin göstəriciləri

Reagentin markası	Reagentin dozası, q/ton	Donma tempe-raturu, °C	Özlülük, 200 °C		Sıxlıq, 20 °C, q/sm ³	Qeydlər
			dinamik, mPa·s	kinematik, mm ² /s		
reagentsiz	-	+5	323.45	379.41	0.8525	az axıcı
NDP-22 M	300	-17	8.580	10.319	0.8316	asan axıcı
CHPX-2005	300	-13	18.44	22.182	0.8313	asan axıcı
M-5	300	-10	23.145	27.835	0.8315	asan axıcı
M-6	300	-11	21.975	29.944	0.8417	asan axıcı
M-8K	300	-8	33.457	39.647	0.8437	asan axıcı

Cədvəl 6

Puta kəmərinədən götürülmüş neft nümunəsinin göstəriciləri

Reagentin markası	Reagentin dozası, q/ton	Donma tempe-raturu, °C	Özlülük, 200 °C		Sıxlıq, 20 °C, q/sm ³	Qeydlər
			dinamik, mPa·s	kinematik, mm ² /s		
reagentsiz	-	+10	435.33	489.41	0.8895	az axıcı
NDP-22 M	300	-14	12.442	14.758	0.8413	asan axıcı
CHPX-2005	300	-10	16.783	19.937	0.8418	asan axıcı
M-5	300	-7	31.485	36.644	0.8592	asan axıcı
M-6	300	-3	78.234	90.028	0.8690	asan axıcı
M-8K	300	-5	83.756	95.557	0.8765	asan axıcı

Cədvəl 7

Şirvan qarışıq neft kəmərinədən götürülmüş neft nümunəsinin göstəriciləri

Reagentin markası	Reagentin dozası, q/ton	Donma tempe-raturu, °C	Özlülük, 200 °C		Sıxlıq, 20 °C, q/sm ³	Qeydlər
			dinamik, mPa·s	kinematik, mm ² /s		
reagentsiz	-	+13	623.42	695.70	0.8921	az axıcı
NDP-22 M	300	-10	55.313	62.072	0.8811	asan axıcı
CHPX-2005	300	-9	81.659	91.008	0.8910	axıcı
M-8K	300	-9	79.456	88.547	0.8912	axıcı
M-5	300	-10	62.425	69.905	0.8908	axıcı
M-6	300	-9	83.353	92.763	0.8915	axıcı

Abşeron kəməmindən götürülmüş neft nümunəsinin göstəriciləri						Cədvəl 8
Reagentin markası	Reagentin dozası, q/ton	Donma temperaturu, °C	Özlülük, 200 °C		Sıxlıq, 20 °C, q/sm ³	Qeydlər
			dinamik, mPa·s	kinematik, mm ² /s		
reagentsiz	-	+8	240.96	262.71	0.9172	az axıcı
NDP-22 M	300	-23	16.55	22.553	0.8820	asan axıcı
CHPX-2005	300	-15	48.345	55.410	0.8725	asan axıcı
M-5	300	-12	53.231	60.849	0.8748	asan axıcı
M-6	300	-10	56.447	64.400	0.8765	asan axıcı
M-8K	300	-11	58.543	66.792	0.8765	asan axıcı

Литература

1. Маркин, А. Н., Низамов, Р. Э., Суховерхов, С. В. (2011). Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука.
2. Ахметов, А. Ф., Герасимова, Е. В., Нуриязданова, В. Ф. (2008). Анализ лабораторных методик определения эффективности растворителей асфальто-смоло-парафиновых отложений. Башкирский химический журнал, 15(1), 65-67.
3. Матиев, К. И., Ага-заде, А. Д., Келдибаева, С. С. (2016). Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений различных месторождений. SOCAR Proceedings, 4, 64-68.
4. Papadimitriou, N. I., Romanos, G. E., Charalambopoulou, G. Ch., et al. (2007). Experimental investigation of asphaltene deposition mechanism during oil flow in core samples. Journal of Petroleum Science and Engineering, 57(3-4), 281-293

References

1. Markin, A. N., Nizamov, R. E., Sukhoverkhov, S. V. (2011). Oilfield chemistry: a practical guide. Vladivostok: Dalnauka.
2. Akhmetov, A. F., Gerasimova, E. V., Nuriyazdanova, V. F. (2008). Analysis of laboratory techniques for determining the efficiency of solvents for asphalt-tar-paraffin deposits. Bashkir Chemical Journal, 15(1), 65-67.
3. Matiyev, K. I., Aga-zade, A. D., Keldibayeva, S. S. (2016). Removal of asphaltene-resin-paraffin deposits of various fields. SOCAR Proceedings, 4, 64-68.
4. Papadimitriou, N. I., Romanos, G. E., Charalambopoulou, G. Ch., et al. (2007). Experimental investigation of asphaltene deposition mechanism during oil flow in core samples. Journal of Petroleum Science and Engineering, 57(3-4), 281-293.

Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтяной промышленности

К. И. Метиев, М. Э. Алсафарова, Н. И. Эмэл
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Разработан новый ингибитор «НДП-22М» для снижения температуры застывания высокопарафинистых нефтей и предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых (АСПО) отложений. В состав ингибитора входят неионогенный ПАВ, депрессорный реагент и растворитель. Приготовленный ингибитор обладает способностью снижать температуру застывания и вязкость нефти, а также предотвращать АСПО. Приготовленный ингибитор исследовали на нефти привезенных со скважин НГДУ ПО «Азнефть», «Управление Нефтепроводов». В этой нефти количество парафина составляет 10.8%. В ходе исследований установлено, что эффективность добавок 300 г/т реагента в нефть составляет 75%.

Ключевые слова: осадок; депрессант; нефть; температура застывания; парафины депрессивный эффект; динамическая вязкость; эффект вязкости.

Neft sənayesində asfalten-qatran-parafin çöküntülərinə qarşı mübarizə üsulları

К. İ. Мəтиев, М. Е. Əлсəфəрəвə, Н. İ. Емел
«Neftqazelmədiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Yüksək parafinli neftlərin donma temperaturunu azaltmaq, asfalten-qatran-parafin çöküntülərinin (AQPÇ) qarşısını almaq üçün yeni «NDP-22M» inhibitoru işlənilib hazırlanmışdır. İnhibitorun tərkibinə qeyri-ionogen səthi-aktiv maddə, depressor xassəli reagent və həlledici daxildir. Hazırlanmış inhibitor neftin donma temperaturunu, özlülük xassələrini azaltmaqla bərabər, həm də AQPÇ-nin qarşısını almaq qabiliyyətinə malikdir. Hazırlanmış inhibitor «Azneft» İB-nin NQÇİ-lərinin quyularından, «Neft Kəmərləri İdarəsi»-dən gətirilən neftlər üzərində tədqiq olunmuşdur. Bu neftlərdə parafinin miqdarı 10.8 %-dən yuxarıdır. Tədqiqatlar zamanı məlum olmuşdur ki, neftə reagentin 300 q/ton əlavəsində AQPÇ-nin qarşısının alınması üzrə səmərəlilik 75% təşkil edir.

Açar sözlər: çöküntü; depressator; neft; yüksək donma; parafinlər; depressor effekti; dinamik özlülük; özlülük effekti.

ASFALTEN-QATRAN-PARAFİN VƏ DUZ ÇÖKÜNTÜLƏRİNƏ QARŞI
YENİ İNHİBİTORƏ. Q. Qurbanov¹, L. Q. Hacıkerimova^{*2}, A. F. Əkbərova²¹UBOC, Bakı, Azərbaycan²НИПИ«Нефтегаз», SOCAR, Bakı, Azərbaycan

New inhibitor against asphaltene-resin-paraffin deposits and salts

A. Q. Gurbanov¹, L. Q. Hajikerimova^{*2}, A. F. Akperova²¹UBOC, Baku, Azerbaijan²«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The deposition of asphaltenes, resins, paraffins (ARP) and salts in tubing, surface equipment and transport lines is one of the important problems in the production and transportation of well products. At high temperatures at the bottom of the well, the components of crude oil are in a liquid state; when the temperature decreases, as they rise to the surface and exit the well, asphaltene, resinous, and paraffin compounds begin to separate from the oil and settle in production pipes and equipment. Laboratory studies were carried out using highly paraffinic oil from the Sangachal-Duvanni-Khara-Zira field, a new developed paraffin sedimentation inhibitor named after N. Narimanov. The effectiveness of inhibitors was determined by the «cold block» method. The results of numerous studies have shown that the developed new inhibitor is highly effective in preventing the precipitation of paraffins and salts, as well as in improving both the rheological properties and the freezing point of oils.

KEYWORDS:

Well; Paraffin;
Asphaltene;
Resin; Salt;
Bottomhole zone;
Tubing; Reagent;
Inhibitor;
Composition

*e-mail: lala.qadjikerimova@mail.ru

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200047>

Quyu məhsulunun sulaşması, lay və quyudibi təzyiqlərinin azalması hasil olunan neftdə yüksək molekulyar komponentlərin miqdarının artması ilə müşayiət olunur. Uzun müddət işlənmədə olan yataqlarda çoxsaylı mürəkkəbləşmələr baş verir, nəticədə istismarın səmərəliyi aşağı düşür. Bu mürəkkəbləşmələrdən ağır karbohidrogen birləşmələrinin – asfalten, qatran, parafinin (AQP) quyudibində, yeraltı və yerüstü neft-mədən avadanlıqlarında çökməsi xüsusi yer tutur. Belə ki, AQP NKB (nasos-kompressor boruları) və nəql boru kəmərlərinin daxili səthində ən intensiv şəkildə çökür, onların işçi hissəsinin (en kəsiyinin) diametrinin azalmasına və bununla əlaqədar xətdə vurma təzyiqinin, hidravlik müqavimətin, enerji və avadanlıqların istismarı və xidməti zamanı digər əlavə xərclərin artmasına səbəb olur.

Neft-mədən avadanlıqlığının və boru kəməri kommunikasiyalarının normal işində ciddi fəsadlar yaranır, sistemin məhsuldarlığı, quyuların təmirlərarası müddətinin azalır, istismar və təmir xərcləri artmasına səbəb olur. Parametrlərin belə dəyişməsi quyu hasilatının azalmasına, kəsilməsinə və məhsulun maya dəyərinin artmasına gətirib çıxarır [1, 2]. Neft ilə birlikdə hasil edilən lay sularındakı duzlar da çöküntü əmələgəlməni daha da sürətləndirir.

Mədən təcrübəsi göstərir ki, AQP və duzların

NKB-də, quyu nasoslarında, yerüstü avadanlıq və nəql xətlərində, toplama məntəqələrinin çənlərində çökməsi quyudan hasil edilən məhsulun çıxarılmasında və nəqlində qarşılaşdığımız aktual problemlərdəndir.

Quyudibində yüksək temperaturda xam neftin komponentləri maye hallında olur, yer səthinə qalxdıqca və quyudan çıxdıqca temperatur aşağı düşdüyündən xam neftdən asfalten, qatran, parafin birləşmələri və duzlar ayrılmağa başlayır və istismar boru və avadanlıqlarında çökür. Çöküntülər neft və texnoloji avadanlıqların işçi sahələrinin kətdikə daralaraq kiçilməsinə və məhsuldarlığının aşağı düşməsinə, səmərəliliyinin azalmasına səbəb olur. Problemin aradan qaldırılması-çöküntülərin əmələ gəlməsini azaltmaq üçün optimal metodların axtarılmasını tələb edir.

AQP çöküntüləri ilə mübarizə üçün mexaniki və istilik üsullarından geniş istifadə olunsa da, bu üsulların təsiri aşağıdır və bu baxımdan kimyəvi reagentlər və inhibitorlar bu çöküntüləri həll etmək və parçalanmaq üçün daha əlverişlidir. Müvafiq reagent və inhibitorlar çökmənin başlanmasının gecikməsinə və çökmüş hissəciklərinin kristal morfoloqiyasının dəyişməsinə kömək edir.

Neftin çıxarılması, yığılması, nəqli və emalı sistemində bu çöküntülərin toplanma intensivliyinə

bir sıra amillər təsir edir [3, 4]:

- quyudibi sahədə təzyiqin azalması və qaz-maye sisteminin hidrodinamik tarazlığının pozulması;
- intensiv qaz təzahürü;
- layda və quyuda temperaturun azalması;
- qaz-maye qarışığının və onun ayrı-ayrı komponentlərinin hərəkət sürətinin dəyişməsi;
- qarışığın tərkibi;
- faza həcmələrinin nisbəti (neft-su).

Bu çökmələr müxtəlif dərinliklərdə ola bilər və quyunun iş rejimindən asılıdır. Məlumdur ki, çöküntülərin əmələ gəlməsinə kömək edən şərtlər arasında təzyiq və temperaturun azalması, eləcə də neftin qaz-sızlaşması olsa da, temperatur amili üstünlük təşkil edir [5]. İstilik ötürülməsinin intensivliyi müəyyən bir dərinlikdə maye ilə ətrafdakı suxurlar arasındakı temperatur fərqi, həmçinin qaldırıcı borular və istehsal zolağı arasındakı həlqəvi boşluğun istilik keçiriciliyindən asılıdır [6].

Çöküntülərin əmələ gəlməsinin qarşısını almağın ən əlverişli yollarından biri kimyəvi reagentlərin – parafin çökmə inhibitorlarından istifadə olunmasıdır. Inhibitor reagentlərinin təsiri maye faza və bərk səth arasındakı sərhəddə baş verən adsorbsiya proseslərinə əsaslanır. Bəzi məlumatlara görə, AQPÇ inhibitorlarının (quyuəgzi dozatorları) istifadəsi təmizləmələr arası müddətin (TAM) 2.9 dəfə artmasına gətirir.

Hal-hazırda AQP çöküntüləri ilə mübarizə aparmaq üçün müxtəlif inhibitor əşqarlarından geniş istifadə olunur. Yeni neft mədən reagentlərinin inkişafının innovativ metodları yaradılıb, lakin onların təsir mexanizmi tam öyrənilməyib. Parafin çöküntülərinin əmələ gəlməsi prosesinin qarşısını alan inhibitorların seçilməsinə həsr olunmuş çox sayda mövcud olan işlərə baxmayaraq, duz çöküntülərinə qarşı kompleks təsirli inhibitorların səmərəliliyi məsələlərinə kifayət qədər diqqət yetirilmir.

Bu inhibitorların çatışmazlıqları saxlama müddətinin məhdud, reagent sərfinin yüksək, xammalın qıt, qiymətinin yüksək və istehsal texnologiyasının mürəkkəb olmasıdır. Parafin çökmə inhibitorunun [3] tərkibinə aktiv baza kimi dialkildimetilamonium xlorid, kataptin, qossipol qatranı və həlledici kimi kerosin daxildir. Inhibitorun çatışmazlığı, quyu məhsulunda suyun miqdarı 50%-dən çox olan sulaşmış quyularda parafin çökmənin inhibitorlaşma səmərəliliyinin aşağı olması və bununla birlikdə mühitdə duz çöküntülərinin artmasıdır.

Neft və lay suyunun ixtiyari nisbətindəki qarışığında və xüsusən də lay suyunun nisbi miqdarının 50%-dən çox olduğu hallarda, parafin çöküntüsü və eyni zamanda duz çöküntüsünün qarşısını yüksək səmərəliliklə alan inhibitorun yaradılması üçün tədqiqatlar aparılmışdır.

Problemin həl edilməsi üçün olein turşusunun trietilentetraminlə 4:1 nisbətində dietilbenzol iştirakında kondensasiya məhsulu olan amidi, etilenoksid və propilen oksidin qliserin əsasında blok birgə polimerini, həlledici kimi izopropil spirti və katalitik krekinqin yüngül fleqmasını komponentləri kütlə %-lə aşağıdakı nisbətlərində saxlayır:

Stearin turşusunun trietilentetraminlə kondensasiya məhsulu	8-15
Etilenoksid və propilenoksidin qliserin əsasında blok birgə polimeri	5-10
Oksietilendendifosfon turşusu (OEDF)	3-5
İzopropil spirti	20-30
Katalitik krekinqin yüngül fleqması	qalanı

İnhibitorun tərkibində olan stearin turşusunun trietilen tetraminlə kondensasiya məhsulu olan amid laboratoriya şəraitində dietilbenzol mühitində sintez olunmuşdur.

Müvafiq olaraq 1:4 mol nisbətində stearin turşusu və trietilentetramin götürülmüş və dietil benzol iştirakında temperatur şəraitində 4 saat müddətində qarışdırılmışdır. Reaksiya nəticəsində alınmış amid əsasında parafinçökmə inhibitorunun tərkibinə daxil olan digər komponentlərlə müxtəlif nisbətlərdə qarışdırılaraq yeni parafinçökmə inhibitorları hazırlanmışdır.

Tərkibə daxil olan stearin turşusunun trietilentetraamin amidi parafinçökmə inhibitorunun effektivliyini təmin edir. Etilen və propilen oksidin qliserin əsasında blok birgə polimeri isə sulaşmış neftin deemulsasiyasını təmin etməklə amidin neftə nüfuz etməsini təmin edir. Oksietilendendifosfon turşusu tipik xelatəmələgətiricidir. Kompleks əmələ gətirməklə kalsium və maqnezium ionlarının çöküntü əmələ gətməsinin qarşısını alır. İzopropil spirti tərkibə alkilen və propilen oksidin qliserin əsasında blok birgə polimerinin həlledicisi kimi daxil edilmişdir. Katalitik krekinqin yüngül fleqması isə parafinli neftəki bərk karbohidrogenlərin səthinə diffuziya edərək aktiv maddələrin daha yaxşı təsirini təmin edir.

Həlledicilərin və aktiv komponentlərin bu cür uyuşması mühitdə olan parafin və duz kristallarının böyüməsinə mane olaraq yeni kristalların əmələ gəlməsinin qarşısını alır. Aktiv komponentlərin birgə təsiri nəticəsində lay suyunun çox olduğu neft məhsullarında parafinçökməni azaltmaqla yanaşı, duzçökməni də zəiflətməyə müvəffəq olur. Həlledici isə aktiv əsasın parafinli neftə diffuziyasını sürətləndirir, mühitdə olan parafin və duz kristallarının arasında asanlıqla paylanmasına səbəb olaraq inhibitorun təsir mexanizmini gücləndirir. Nəticədə parafin və duz kristallarının böyüməsi məhdudlaşır və aqre-

qasiyanın qarşısı alınmaqla daha çox səmərəlilik əldə etmək mümkün olur.

Aktiv komponentlərin birgə təsiri nəticəsində lay suyunun çox olduğu neft məhsullarında parafinçökməni azaltmaqla yanaşı, duzçökməni də zəiflətməyə müvəffəq olunur. Hələdici isə aktiv əsasın parafinli neftə diffuziyasını sürətləndirir və sonda inhibitorun təsir mexanizmi güclənir.

İnhibitor qarışdırıcı ilə təmin olunmuş tutumlarında 20-25 °C temperaturda 3 saat müddətində qarışdırmaqla hazırlanır və 1-2 tonluq çənlərdə, yaxud da 100 və ya 200 litrlik çəlləklərdə daşınır. Təklif edilən inhibitor parafinli neft quyularına və neft nəql edən boru kəmərinə fasiləsiz üsulla dozator nasoslarının, fasiləli üsulla isə xüsusi aqreqatların köməyi ilə vurulur.

Təklif olunan tərkiblər 100 q üçün aşağıdakı ardıcılıqla hazırlanır:

Tərkib 1. 8 q stearin turşusunun trietilentetraminlə kondensasiya məhsulunun üzərinə 10 q etilen oksid və propilen oksidin qliserin əsasında blok birgə polimeri, 30 q izopropil spirti əlavə edilib qarışdırılır. Üzərinə 5 q oksietilendendifosfon turşusu və 47 q katalitik krekinqin yüngül fleqması da əlavə edildikdən sonra bircinsli məhlul əmələ gələnə qədər qarışdırılma davam etdirilir.

Tərkib 2. 11 q stearin turşusunun trietilentetraminlə kondensasiya məhsulunun üzərinə 7 q etilen oksid və propilen oksidin qliserin əsasında blok birgə polimeri, 25 q izopropil spirti əlavə edilib qarışdırılır. Üzərinə 4 q oksietilendendifosfon turşusu və 53 q katalitik krekinqin yüngül fleqması da əlavə edildikdən sonra bircinsli məhlul əmələ gələnə qədər qarışdırılma davam etdirilir.

Tərkib 3. 15 q stearin turşusunun trietilentetraminlə kondensasiya məhsulunun üzərinə 5 q etilen oksid və propilen oksidin qliserin əsasında blok birgə polimeri,

20 q izopropil spirti əlavə edilib qarışdırılır. Üzərinə 3 q oksietilendendifosfon turşusu və 57 q katalitik krekinqin yüngül fleqması da əlavə edildikdən sonra bircinsli məhlul əmələ gələnə qədər qarışdırılma davam etdirilir.

Digər tərkiblərin hazırlanması da komponentlərin cədvəl 1-də verilmiş miqdarları əsasında anoloji qaydada hazırlanılır. Cədvəl 1-də nümunə 1-9 üzrə komponentlərin % miqdarları göstərilmişdir.

Təklif olunan parafin çökmə inhibitorunu məlum inhibitorla müqayisə etmək üçün N. Nərimanova adına NQÇİ-nin Səngəçal-Duvannı-Xərə-Zirə yatağının 673 nömrəli quyusunun yüksək parafinli neftindən istifadə edərək laboratoriyaya tədqiqatları aparılmışdır. Quyunun parametrləri haqqında məlumat cədvəl 2-də verilmişdir.

İnhibitorların səmərəliliyi «soyuq barmaqçılar» üsulu ilə təyin edilmişdir [2]. Soyuq barmaqçılar üsulu ilə parafinçökmə inhibitorlarının səmərəliliyini təyini sxemi şəkil 1-də göstərilmişdir.

Tədqiq edilən maye olan tutum (stəkan) soyuq barmaqçığın keçə biləcəyi qapaqla təchiz edilmiş şüşə stəkandan ibarətdir. Soyuq barmaqçığı paslanmayan poladdan ibarət olub silindrik şəkildədir. Silindrin soyuducu agentin (su) girməsi və geri qayıtmasını təmin edən boru keçir. Stəkana 100 qramdan 150 qrama qədər tədqiq edilən neft tökülür. Stəkanın dibinə maqnit qarışdırıcısı yerləşdirildikdən sonra soyuq barmaqçığın olduğu qapaqla örtülərək qızdırıcı ilə təchiz edilmiş olan maqnit qarışdırıcı qurğunun üzərinə qoyulur. Daha sonra soyuq barmaqçılarla stəkan arasında temperatur qradienti yaradılır. Adətən stəkandakı neftin temperaturu parafinlərin kristallaşma temperaturundan 5 °C yüksək, soyuq barmaqçılarda isə parafinlərin kristallaşma temperaturundan 5 °C aşağı olmalıdır. Temperatur fərqi

Cədvəl 1

İnhibitorun tərkibinə daxil olan komponentlər

Tərkibin №-si	İnhibitorun tərkibinə daxil olan komponentlərin miqdarı, %				
	Stearin turşusunun trietilentetraminlə kondensasiya məhsulu	Etilenoksid və propilenoksidin qliserin əsasında blok birgə polimeri	Oksietilendendifosfon turşusu	İzopropil spirti	Katalitik krekinqin yüngül fleqması
1	8	10	5	30	47
2	11	7	4	25	53
3	15	5	3	20	57
4	8	5	5	30	52
5	11	7	4	25	53
6	15	10	3	20	52
7	8	5	3	20	64
8	11	7	4	25	53
9	15	10	5	30	40

Cədvəl 2

N. Nərimanov adına NQÇİ-nin 673-saylı quyusu haqqında məlumat

1	Quyunun başlanğıc hasilatı, t/gün	30
2	Quyudibi zonada temperatur, °C	90
3	Quyü ağzında neftin temperaturu, °C	35
4	Quyunun cari hasilatı, t/gün	n-5 t/g, qaz-1, su -2 m ³ /g
5	Neftin sıxlığı, kq/m ³	0.869
6	Neftdə parafinin miqdarı, %	19.8
7	Neftdə asfaltenlərin miqdarı, %	2.65
8	Neftdə selikagel qatranının miqdarı, %	5.4
9	Neftdə aksiz qatranının miqdarı, %	17.9
10	Neftdə suyun miqdarı, %	40
11	Neftin tərkibi, qaz və qaz amili	20
12	Lay məhsulunun tərkibi	Neft
13	Neftin parafinlə doyma temperaturu, (kristallaşma nöqtəsi)	35-40
14	Quyuda parafinlə bağlı mürəkkəbləşməyə qarşı son za-manlar həyata keçirilən texnologiyalar haqqında məlumat	Laklı boruların II sraya buraxılması SNPX-2005 adlı reagentin tətbiqi, 1t neftə 300-700 q reagent tətbiq olunur
15	Təmirarası müddət gün	13 – 18

hesabına parafinlər soyuq barmaqçıqın üzərində kristallaşmağa başlayır. Təcrübə 3-saatdan 8 saata qədər davam edə bilər. Təcrübə bitdikdən sonra soyuq barmaqçıqın temperaturu +30 dərəcəyə gətirib 10-20 dəqiqə qalan neftin axmasını gözlənilməlidir. Daha sonra soyuq barmaqçıqın üzərində qalan neftin hamısı yığılaraq kütləsi təyin edilir. Eyni təcrübə paralel şəkildə xam neft, tədqiq edilən inhibitor əlavə edilmiş neftlə aparılır. İnhibitorların səmərəliliyi aşağıdakı düsturla hesablanır.

$$K = \left(\frac{C_2 - C_1}{C_2} \right) * 100$$

Burada, C_2 – inhibitorsuz neftdə «soyuq barmaqçıqlar» da

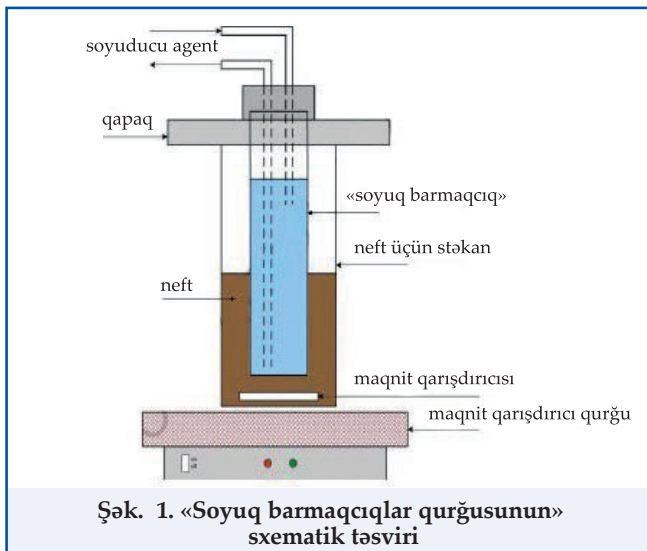
çökən AQPÇ-nin miqdarı; C_1 – inhibitor əlavə edilmiş neftdə «soyuq barmaqçıqlar» da çökən AQPÇ-nin miqdarıdır.

Nəticənin dəqiq olması üçün təcrübə bir neçə dəfə təkrarlanır.

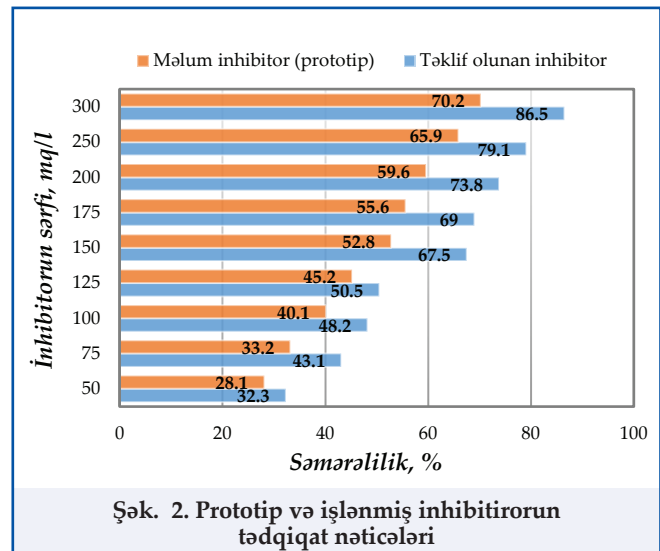
İnhibitorun səmərəliliyi 50-300 mq/l sərf intervalında prototipdə verilmiş tərkib ilə müqayisədə qiymətləndirilmişdir.

Tədqiqat nəticələri şəkil 2-də göstərilmişdir.

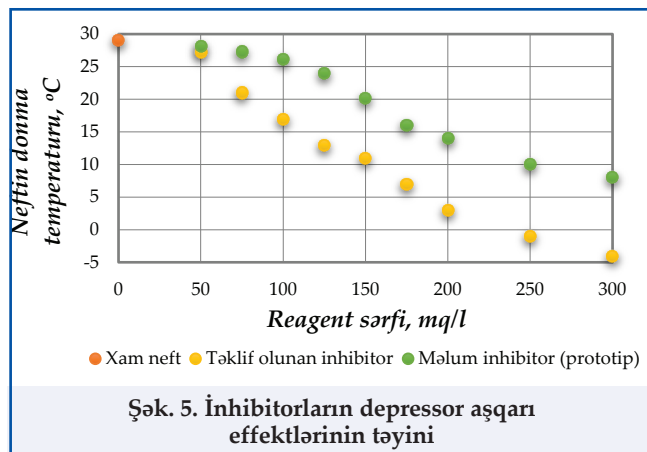
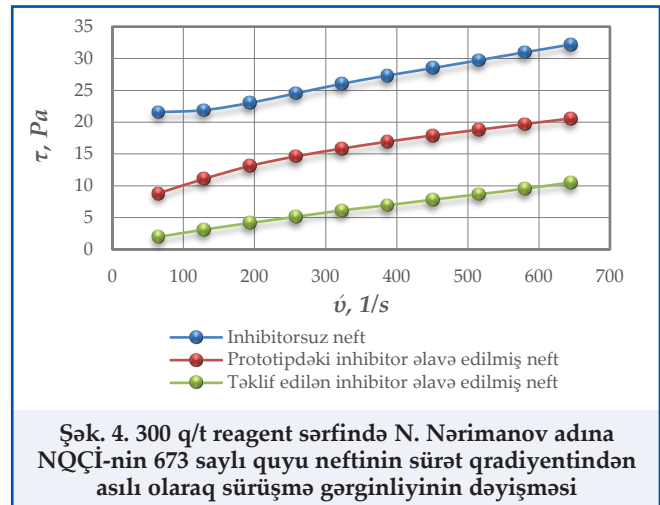
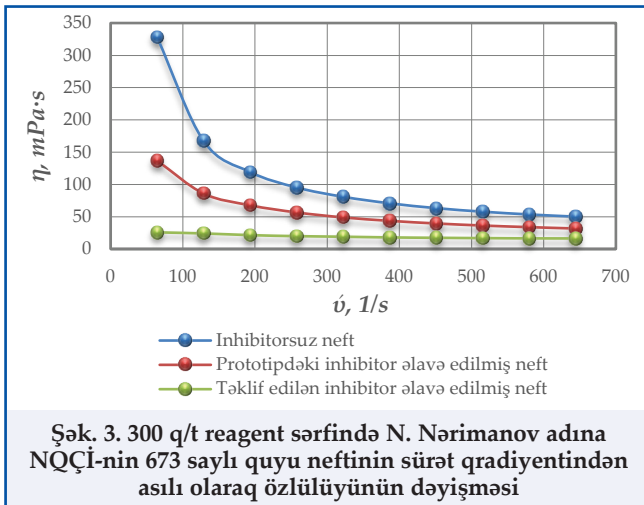
Şəkil 2-dən görüldüyü kimi, əgər məlum olan inhibitorun 200-300 mq/l sərfində səmərəlilik 69.5 və 70.2%-ə çatırsa, onda təklif olunan inhibitorun həmin sərfində bu göstərici 79.1-86.5 % arasındadır.



Şək. 1. «Soyuq barmaqçıqlar qurğusunun» sxematik təsviri



Şək. 2. Prototip və işlənmiş inhibitorun tədqiqat nəticələri



Təklif edilən inhibitorun parafinli neftin reologiyasına təsiri öyrənilmişdir. Tədqiqatlar Anton Paar Rheolab reotestində aparılmışdır.

Şəkil 3 və 4-dən görüldüyü kimi tədqiqi edilən neft nümunəsi qeyri-nyuton psevdoplastiklik xassəsinə malikdir. Məlum inhibitorla işləndikdən sonra neftin reoloji xüsusiyyəti müəyyən qədər dəyişsə də neft qeyri-nyutonluq xassəsini saxlamışdır. Təklif olunan inhibitorla işlənən neftin reoloji xassəsi isə qeyri- Nyuton xassəsidən Nyuton xassəliyə keçməsi müşahidə edilmişdir.

Yeni inhibitorun neftin donma temperaturuna təsiri də araşdırılmışdır. Depressor aşqarı effektinin təyini üzrə götürülmüş parafinli neftin donma temperaturu $+29^{\circ}\text{C}$ təşkil etmişdir. İnhibitorun müxtəlif qatılıqlarda depressor aşqarı funksiyasının təyini üzrə tədqiqatlar məlum metodika üzrə həyata keçirilmişdir [7]. Tədqiqatın nəticələri şəkil 5-də verilmişdir.

Şəkil 5-dən görüldüyü kimi təklif edilən inhibitor parafinli neftin donma temperaturunu 50-300 mq/l sərlərdə $+29^{\circ}\text{C}$ -dən -4°C -yə qədər azaltmaqla 33°C

depressor aşqarı funksiyası nümayiş etdirmişdir. Məlum inhibitorlarla aparılmış tədqiqatlarda isə donma temperaturunun azalması eyni sərlərdə $+29^{\circ}\text{C}$ -dən $+8^{\circ}\text{C}$ -yə qədər azalmaqla depressor aşqarı effekti 21°C olmuşdur.

Beləliklə, aparılmış çoxsaylı tədqiqatların nəticələri bir daha sübut edir ki, təklif edilən yeni parafin-çökmə inhibitoru parafinçökmənin qarşısını almaqla yanaşı neftlərin həm reoloji xüsusiyyətlərini, həm də donma temperaturunu yaxşılaşdırmaqla analoqları ilə müqayisədə yüksək səmərəlilik nümayiş etdirir.

Təklif olunan inhibitor N. Nərimanov adına NQÇİ yüksək parafin tərkibli 437, 444, 635, 673, 680, 690 və 699 №-li quyularında sınaqdan keçirilib. Sınaqların nəticələri göstərir ki, təklif olunan parafin çökmə inhibitoru texniki və iqtisadi göstəricilərinə görə məlum inhibitorlardan xeyli üstündür.

Təklif olunan parafin çökmə inhibitorunun səmərəliliyi, sərfinin az olması, neft quyularında parafin çökmə səbəbindən təmir sayının azalması və təmirarası müddətin artmasından irəli gəlir.

Литература

1. Səmədov, A. M., Ağa-zadə, Ə. D., Əlsəfərova, M. E., Əkbərova, A. F. (2017). NDP tipli yeni reagentlərin depressor və parafinçökməyə qarşı inhibitor xassələrinin tədqiqi. *Azərbaycan neft təsərrüfatı*, 6, 43-47.
2. Акберова, А. Ф. (2019). Выбор скважин для применения ингибитора АСПО. *SOCAR Proceedings*, 3, 34-41.
3. Тронов, В. П. (1970). Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. *Москва: Недра*.
4. Каюмов, М. Ш., Тронов, В. П., Гуськов, И. А., Липаев, А. А. (2006). Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 3, 48-49.
5. Горошко, С. А. (2003). Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения «Прибрежное». Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. *Краснодар*.
6. Sorokin, S. A., Khavkin, S. A. (2007). Features of physical and chemical mechanism of production asphalted, resinous and of paraffin formations in the wells. *Burenie i Neft'*, 10, 30-31.
7. (1991). ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. *Москва: Стандартинформ*.

References

1. Samedov, A. M., Agha-zadeh, A. D., Alsafarova, M. E., Akberova, A. F. (2017). Research of depressor and inhibiting properties of new NDP type agents against paraffinic sedimentation. *Azerbaijan Oil Industry*, 6, 43-47.
2. Akbarova, A. F. (2019). Selection of wells for the application of ARPD (asphaltene-resin-paraffin deposits) inhibitor. *SOCAR Proceedings*, 3, 34-41.
3. Tronov, V. P. (1970). Mechanism of tar-paraffin deposits formation and struggle against them. *Moscow: Nedra*.
4. Kayumov, M. S., Tronov, V. P., Gus'kova, I. A., Lipaev, A. A. (2006). The account of asphalt-tar-paraffin deposits formation features at a late stage of development of petroleum deposits. *Oil Industry*, 3, 48-49.
5. Goroshko, S. A. (2003). Influence of paraffin deposit inhibitors on the efficiency of gas condensate transport of the Pribrezhnoye field. PhD Thesis. *Krasnodar*.
6. Sorokin, S. A., Khavkin, S. A. (2007). Features of physical and chemical mechanism of production asphalted, resinous and of paraffin formations in the wells. *Burenie i Neft'*, 10, 30-31.
7. GOST 20287-91. Petroleum products. Methods of yield and solidification temperatures determination. *Moscow: Standardinform*.

Новый ингибитор против АСП отложений и солей*А. Г. Гурбанов¹, Л. Г. Гаджикеримова², А. Ф. Акперова²*¹UBOC, Баку, Азербайджан²НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан**Реферат**

Отложение асфальтенов, смол, парафинов и солей в НКТ, наземном оборудовании и внутрипромысловых транспортных линиях является одной из важных проблем при добыче и транспортировке продукции, добываемой из скважин. При высокой температуре на забое скважины компоненты сырой нефти находятся в жидком состоянии, при понижении температуры по мере подъема на поверхность и выхода из скважины из нефти начинают отделяться асфальтеновые, смолистые, парафиновые соединения и оседать в эксплуатационных трубах и оборудовании. Лабораторные исследования проводились с использованием высокопарафинистой нефти месторождения Сангачал-Дуванни-Хара-Зира. Эффективность ингибиторов определяли методом «холодных брусков». Результаты многочисленных исследований показали, что разработанный новый ингибитор высокоэффективен в предотвращении выпадения парафинов и солей, а также в улучшении как реологических свойств, так и температуры замерзания нефтей.

Ключевые слова: скважина; парафин; асфальтен; смола; соль; призабойная зона; НКТ; реагент; ингибитор; композиция.

Asfalten-qatran-parafin və duz çöküntülərinə qarşı yeni inhibitor*Ə. Q. Qurbanov¹, L. Q. Hacıkerimova², A. F. Əkbərova²*¹UBOC, Bakı, Azərbaycan²«Neftqazəlmütədiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan**Xülasə**

Asfalten, qətran, parafin və duzların nasos-kompressor borularında və yerüstü avadanlıq və nəql xətlərində çökməsi quyudan hasil edilən məhsulun çıxarılmasında və nəqlində vacib problemlərdəndir. Quyu dibində yüksək temperaturda xam neftin komponentləri maye halında olur, yer səthinə qalxdıqca və quyudan çıxdıqca temperatur aşağı düşdüyündən xam neftdən asfalten, qətran, parafin birləmələri ayrılmağa başlayır və istismar boru və avadanlıqlarında çökür. Yeni işlənmiş parafin çökmə inhibitoru N. Nərimanova adına NQÇİ-nin Səngəçal-Duvannı-Xərə-Zirə yatağının yüksək parafinli neftindən istifadə edərək laboratoriya tədqiqatları aparılmışdır. İnhibitorların səmərəliliyi «soyuq barmaqçılar» üsulu ilə təyin edilmişdir. Aparılmış çoxsaylı tədqiqatların nəticələri işlənmiş yeni inhibitorun parafin və duz çökmənin qarşısını almaqla yanaşı neftlərin həm reoloji xüsusiyyətlərini, həm də donma temperaturunu yaxşılaşdırmaqla yüksək səmərəlilik nümayiş etdirir.

Açar sözlər: quyu; parafin; asfalten; qatran; duz; quyudibi; NKB; reagent; inhibitor; tərkib.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ ВОДОЙ В ЗОНАЛЬНО- НЕОДНОРОДНЫХ ДЕФОРМИРУЕМЫХ ПЛАСТАХ

М. А. Джамалбеков*¹, Х. М. Ибрагимов¹, Н. А. Ализаде²

¹НИПИ«Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

²Военный институт имени Гейдара Алиева, Баку, Азербайджан

Mathematical model of the hydrocarbon displacement process by water in zonally heterogeneous deformable reservoirs

M. A. Jamalbayov*¹, Kh. M. Ibrahimov¹, N. A. Alizadeh²

¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

²Heydar Aliyev Military Institute, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The problem of displacing hydrocarbon systems injected into the reservoir by water in zonally heterogeneous collectors is considered. In this case, the reservoir of circular shape, developed by a single central well, is assumed to consist of two zones with different reservoir and rheological properties. The solution to the problem is obtained, taking into account the incomplete displacement, compressibility of water, and PVT properties of the hydrocarbon system—phase transformation, mass exchange between phases of the hydrocarbon system. Based on the binary representation of the complex hydrocarbon system, a solution to the considered problem is obtained, and an algorithm for calculating the main indicators of the hydrocarbon displacement process to the well is proposed. This algorithm accounts for the fact that the reservoir has different reservoir and rheological characteristics in the near-wellbore region (internal zone) and the distant part of the reservoir (i.e., in the external zone).

KEYWORDS:

Displacement;
Gas-condensate
mixture;
Volatile oil;
Heterogeneous
reservoir;
Water flooding;
Binary model;
Unsteady-state flow

e-mail: mehemmed.camalbeyov@socar.az

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200048>

Введение

Известно, что разработка глубокозалегающих газоконденсатных и нефтяных залежей сопровождается деформацией пород коллекторов, в результате чего изменяются их емкостные и коллекторские характеристики. Установлено, что при более широком диапазоне изменения пластового давления деформация горных пород может иметь существенно нелинейный характер [2-4]. Кроме этого, при этом могут проявляться ползучесть горных пород [3]. Причем, в одном и том же пласте в зависимости от значения внутриворонного давления деформации скелета коллектора могут показывать себя по-разному [2]. Так, если вблизи призабойной зоны, где пластовое давление намного ниже его первоначального значения, деформации пласта-коллектора происходят по одному закону, а на контуре (или вдали от забоя), где сравнительно высокое давление (или давление выше определенного предела) скелет коллектора сжимается по другому закону. Помимо этого, иногда пласт имеет по проницаемости зонально неоднородность. В работе [6, 7] получено решения задач моделирования процессов истощения летучих нефтей и газоконденсатных залежей на зонально неоднородных коллекторах. При этом, пласт представлялся состоявшим из двух

зон, отличающихся коллекторскими свойствами. Данная работа является продолжением исследований, начатых в отмеченных работах. Она посвящена к более сложной задаче - к исследованию процесса вытеснения к скважине углеводородных систем в зонально неоднородных пластах. При этом, пласт круговой формы, разрабатываемый одной центральной скважиной, представляется состоявшим из двух зон с различными коллекторско-емкостными и реологическими свойствами. Учитываются неполнота вытеснения, сжимаемость воды и PVT свойства углеводородной системы- фазовое превращение, массообмен между фазами углеводородной системы, что отличает предложенное решение от существующих, таких как [5]. Разработан алгоритм прогнозирования основных показателей разработки при рассматриваемых условиях.

1. Течение воды в зонально-неоднородном пласте

Схематическое изображение течения воды при вытеснении углеводородов в зонально-неоднородном пласте иллюстрируется на рисунке 1. Согласно которому, обводненная часть пласта состоит из двух зон- зоны с проницаемостью k_1 (зона I) и зоны с проницаемостью k_2 (зона II), которые первоначально

начально были насыщенными с нефтью. К рассматриваемому моменту текущее положение водо-нефтяного контакта (ВНК) является r_v .

Уравнение нестационарной фильтрации воды в зоне I, т.е. в области $r_v \leq r \leq R_k$ будет иметь следующий вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_1}{\partial r} \right) = \frac{1}{a} \frac{\partial P_1}{\partial t} \quad (1.1)$$

$$\text{где, } P_1 = \int k_1 \gamma_1 dp_1, \quad a = \frac{k_1(P_0)}{(\beta_k + \beta_v) \mu_v m_1(P_0) B^*}, \quad (1.2)$$

β_k, β_v – соответственно, коэффициенты изменения проницаемости и сжимаемости воды, μ_v – вязкость воды, m_1 – пористость пласта в зоне I, γ_1 – плотность воды. B^* является угловым коэффициентом ломаного участка кривой зависимости $\bar{m} \bar{\gamma} = m \gamma(P_1)$.

Уравнение (1.1) решается при следующих начальном и граничных условиях:

$$P_1(r, 0) = P_0 \quad (1.3)$$

$$P_1(R_k, t) = P_{kr}(t) \quad (1.4)$$

$$P_1(r_v, t) = P'_v(t) \quad (1.5)$$

Течение воды в зоне I, согласно результатам наших предыдущих исследований, можем принимать стационарным, что позволит упростить задачу. При этом, уравнение фильтрации воды в зоне I, т.е. в области $r_k \leq r \leq R_k$ напомним в виде

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_2}{\partial r} \right) = 0 \quad (1.6)$$

при следующих граничных условиях:

$$P_2(r_k, t) = P'_k(t) \quad (1.7)$$

$$P_2(r_v, t) = P'_v(t) \quad (1.8)$$

Имеем дополнительное условие на R_k

$$\left. \frac{\partial P_1}{\partial r} \right|_{r=R_k} = -\frac{q_{vz}}{A(P_k)}, \quad \text{где } A(P_k) = \frac{2\pi R_k h F_v k_0}{(\beta_k + \beta_v) \mu_v e^{\beta_v(P_k - P_0)}} \quad (1.9)$$

и условие неразрывности:

$$\left. \frac{\partial P_1}{\partial r} \right|_{r=r_k} = \left. \frac{\partial P_2}{\partial r} \right|_{r=r_k} \quad (1.10)$$

Решением системы уравнений (1.1) и (1.6) при краевых условиях (1.3)-(1.5), (1.7)-(1.10) получено следующее выражение для определения мгновенного значения расхода вторгшейся в продуктивную часть пласта воды:

$$q_v = \frac{2\pi R_k h F_v k_0}{(\beta_k + \beta_v) \mu_v e^{\beta_v(P_k - P_0)}} \frac{P' - P_v}{\ln \frac{r_k}{r_v}} \quad (1.11)$$

Здесь P_v будет определяться ниже решением задачи фильтрации нефти (или газа) к скважине по пластовому давлению, а P' – значение функции



Рис. 1. Схематическое изображение течения воды при вытеснении углеводородной системы в зонально неоднородном пласте

P_1 на r_k определяется по следующему выражению, полученному с помощью условия (1.10):

$$\bar{P}' = \frac{-2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)} \{ (\bar{P}_0 - \bar{P}_k) [J_0(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0(\bar{R}_k \alpha_n)] - \bar{P}_0 J_0(\bar{R}_k \alpha_n) \} + \frac{\bar{P}_k}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} + F_v \frac{\bar{P}_n}{\ln \frac{\bar{R}_{n0}}{\bar{R}_n}}}{2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)} + \frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{F_v}{\ln \frac{\bar{R}_{n0}}{\bar{R}_n}}} \quad (1.12)$$

Выражение для определения значения на контуре зачекки получено в виде:

$$\bar{P}_k = \frac{\frac{q_{vz}}{A(P_k)} + \frac{\bar{P}'}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} \frac{1}{\bar{R}_k} + \frac{2}{\bar{R}_k} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{U_0(\bar{R}_{n0} \alpha_n) e^{-\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)}}{\frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} \frac{1}{\bar{R}_k} + \frac{2}{\bar{R}_k} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{U_0(\bar{R}_{n0} \alpha_n) e^{-\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)}} \rightarrow \frac{\{ \bar{P}_0 [J_0(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0(\bar{R}_k \alpha_n)] - (\bar{P}_0 - \bar{P}') J_0(\bar{R}_k \alpha_n) \}}{\dots} \quad (1.13)$$

$$U_0(\bar{R}_{n0} \alpha) = J_0(\bar{R}_{n0} \alpha) Y_0(\bar{R}_k \alpha) - J_0(\bar{R}_k \alpha) Y_0(\bar{R}_{n0} \alpha) \quad (1.14)$$

Обозначения в выражениях (1.12) и (1.13) имеют следующие значения:

J_0, Y_0 – функции Бесселя нулевого порядка действительного аргумента; α – корень уравнения $U_0(\bar{R}_{n0} \alpha) = 0$ при $\bar{R}_{n0} = 1$;

$$\bar{P}_0 = \frac{P_0}{P_0} = 1; \bar{P}_k = \frac{P_k}{P_0}; \bar{P}_n = \frac{P_n}{P_0}; \bar{P}' = \frac{P'}{P_0}; \bar{R}_k = \frac{R_k}{r_{v0}}; \bar{R}_{n0} = \frac{R_n}{r_{v0}},$$

где переход от функции P к давлению p осуществляется следующим выражением $p = p_0 + \frac{\ln P}{\beta_k + \beta_v}$.

Если учитывать неполноту вытеснения между объемом пор заводненной части V и объемом вторгшейся в продуктивную часть пласта воды V_v существует соотношение $V = \frac{V_v}{1 - \rho_{ost}}$, где ρ_{ost} – коэффициент водонасыщенности пласта за фронтом воды. Зная мгновенное значение расхода вторгшейся в продуктивную часть пласта воды, вычисленное по (1.11) с учетом (1.12), для объема пор заводненной части пласта V и следовательно для текущего радиуса ВНК r_v напишем:

$$V = \frac{\int_0^T q_v dt}{1 - \rho_{ost}} \approx \frac{\sum_{i=1}^n q_{vi}(t) \Delta t}{1 - \rho_{ost}}, \quad \pi r_v^2 hm(p_v, t) \approx \frac{\sum_{i=1}^n q_{vi}(t) \Delta t}{1 - \rho_{ost}}$$

$$\text{и } r_v \approx \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n q_{vi}(t) \Delta t}{\pi hm(p_v, t)(1 - \rho_{ost})}} \quad (1.14)$$

Теперь рассмотрим процесс фильтрации двухфазной углеводородной системы в деформируемом пористом пласте.

2. Течение углеводородной системы к скважине

Фильтрация углеводородной системы к центральной скважине при вытеснении водой в зонально-неоднородном пласте, схематически показана рисунке 2. По схеме видно, что текущее положение

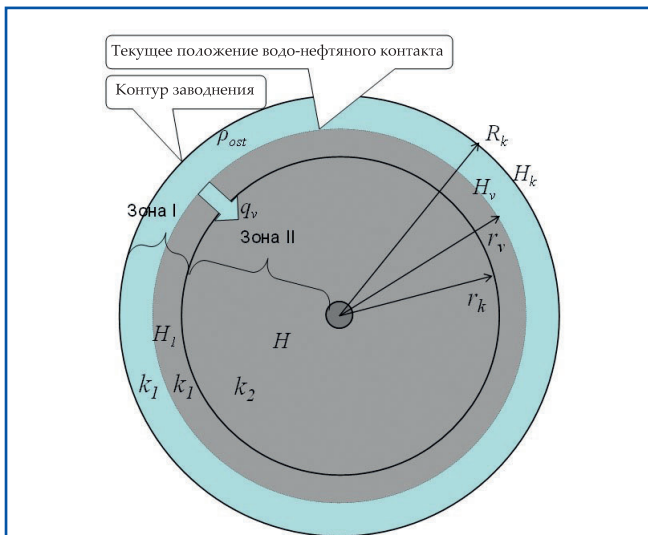


Рис. 2. Схематическое изображение течения углеводородной системы при вытеснении водой в зонально-неоднородном пласте

фронта воды имеет радиуса r_v . Контур заводнения имеет радиуса R_k , а r_v – текущее положение ВНК.

Известно, что движение двухфазных углеводородных систем в деформируемых коллекторах представляется сложными нелинейными дифференциальными уравнениями в частных производных. Аналитическое решение таких уравнений возможно лишь с применением особых подходов. В настоящей работе для линеаризации уравнений будем применять метода осреднения и с применением функции Христиановича аналогично работе [5] и ниже получим решение задачи фильтрации двухфазных углеводородных систем к скважине в зонально-неоднородном пористом пласте при вытеснении углеводородной системы водой.

И так, радиальное движение углеводородной системы в зоне II, т.е. в области $r_s \leq r \leq r_k$ описываются следующими уравнениями:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \varphi(p, s) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} f(p, s) \quad (2.1)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \varphi_g(p, s) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} f_g(p, s) \quad (2.2)$$

где

$$\varphi(p, s) = \left[\frac{k_{ro}(s)}{\mu_o(p) B_o(p)} + \frac{k_{rg}(s) p \beta c(p)}{\mu_g(p) z(p) p_{at}} \right] k(p),$$

$$\varphi_g(p, s) = \left[\frac{k_{rg}(s) p \beta [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)]}{\mu_g(p) z(p) p_{at}} + \frac{k_{ro}(s) S(p)}{\mu_o(p) B_o(p)} \right] k(p), \quad (2.2^*)$$

$$f(p, s) = \left[\frac{s}{B_o(p)} + (1-s) \frac{p \beta c(p)}{z(p) p_{at}} \right] \varphi(p),$$

$$f_g(p, s) = \left[\frac{(1-s) p \beta [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)]}{z(p) p_{at}} + s \frac{S(p)}{B_o(p)} \right] \varphi(p)$$

$k_{ro}(s), k_{rg}(s)$ – относительные фазовые проницаемости для жидкой фазы (например, для нефти, или жидкого конденсата- в случае фильтрации газоконденсатной смеси) и газовой фазы, соответственно; s – насыщенность пор жидкой фазой (нефтью или конденсатом); z, β – коэффициенты сверхсжимаемости и температурной поправки для газовой фазы; c – содержание потенциально жидких углеводородов в газовой фазе; μ_o, μ_g – вязкости жидкой и газовой фаз, соответственно; B_o – объемный коэффициент жидкой фазы; S – количество растворенного газа в жидкой фазе; $\bar{\gamma} = \frac{\gamma_o(p)}{\gamma_g(p)}$ – отношение удель-

ных весов жидкой и газовой фаз при пластовом давлении p ; p_{at} – атмосферное давление; φ и φ_1 – текущее значение эффективной пористости II и I зон пласта, соответственно; k и k_1 – текущее значение эффективной проницаемости II и I зон пласта, соответственно; r – радиальная координата и t – время.

Уравнение (2.1) описывает нестационарное движение жидких углеводородов и потенциального конденсата в газовой фазе, а (2.2)- движение газа и паров более легких углеводородов в пористой среде. Аналогичные уравнения движения углеводородной системы в зоне I в области $r_k \leq r \leq r_v$ выписываются в следующем виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \varphi(p_1, s_1) \frac{\partial p_1}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} [f(p_1, s_1)] \quad (2.3)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \varphi_s(p_1, s_1) \frac{\partial p_1}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} [f_s(p_1, s_1)] \quad (2.4)$$

$$\varphi(p_1, s_1) = \left[\frac{k_{ro}(s_1)}{\mu_o(p_1)B_o(p_1)} + \frac{k_{rg}(s_1)p\beta c(p_1)}{\mu_g(p_1)z(p_1)p_{at}} \right] k_1(p_1),$$

$$\varphi_s(p_1, s_1) = \left[\frac{k_{rg}(s_1)p\beta[1-c(p_1)\bar{\alpha}(p_1)]}{\mu_g(p_1)z(p_1)p_{at}} + \frac{k_{ro}(s_1)S(p_1)}{\mu_o(p_1)B_o(p_1)} \right] k_1(p_1),$$

$$f(p_1, s_1) = \left[\frac{s_1}{B_o(p_1)} + (1-s_1) \frac{p\beta c(p_1)}{z(p_1)p_{at}} \right] \varphi_1(p_1),$$

$$f_s(p_1, s_1) = \left[\frac{(1-s_1)p_1\beta[1-c(p_1)\bar{\alpha}(p_1)]}{z(p_1)p_{at}} + s_1 \frac{S(p_1)}{B_o(p_1)} \right] \varphi_1(p_1)$$

где p_1, s_1 – средние давление и насыщенность пор жидкой фазой в зоне I, соответственно; $k_1(p_1), \varphi_1(p_1)$ – эффективные проницаемость и пористость зоны I при давлении p_1 .

Отметим, что системы уравнений (2.1), (2.2) и (2.3), (2.4) описывают, в принципе, любую двухфазную углеводородную систему таких, как газоконденсатную смесь и летучие нефти. В первом случае, когда основную продукцию залежи составляет газ (при газоконденсатных залежах), то системы решаются относительно уравнений (2.1) и (2.3), а в том случае, когда основной продукцией является жидкая фаза, т.е. при нефтяных залежах (в том числе летучих нефтей), решаются уравнения (2.2) и (2.4).

Уравнения (2.1)-(2.4) являются нелинейными уравнениями, для линеаризации которых, как отмечена выше, применим метод осреднения. Если усреднить пластовое давление по координате r правые стороны уравнений будут зависеть только от времени. Учитывая это, правую часть уравнений приравняем некоторой функции $\Phi(t)$. Введя функцию, аналогичную функции Христиановича уравнения движения в зонах с проницаемостью, соответственно, k_2 и k_1 перепишем в следующем виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial H}{\partial r} \right) = -\Phi(t) \quad (2.5)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial H_1}{\partial r} \right) = -\Phi_1(t) \quad (2.6)$$

где H, H_1 являются функциями Христиановича

$H = \int \varphi(p, s) dp + const, H_1 = \int \varphi(p_1, s_1) dp_1 + const; \Phi(t), \Phi_1(t)$ – некоторые функции, зависящие только от времени и определяемые для фиксированного времени с помощью дополнительных условий.

Система уравнений (2.5) и (2.6) решаются при следующих краевых условиях:

$$\begin{aligned} r = r_s, & \quad H = H_s \\ r = r_k, & \quad H = H_k \\ r = r_v, & \quad H_1 = H_v \end{aligned} \quad (2.7)$$

Дополнительно имеем следующие условия и обозначения:

$$\begin{aligned} r = r_k, & \quad \frac{\partial H}{\partial r} = \frac{\partial H_1}{\partial r} \\ r = r_v, & \quad \frac{\partial H_1}{\partial r} = \frac{q_v}{A_1(p_v)} \end{aligned} \quad (2.8)$$

Общее решение уравнения (2.5) при граничных условиях (2.7) легко получить в виде:

$$\begin{aligned} H = \frac{1}{4} \Phi(t) & \left(-r^2 + \frac{r_k^2 - r_s^2}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \ln \frac{r}{r_k} + r_k^2 \right) + \\ & + \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \ln \frac{r}{r_k} + H_k \end{aligned} \quad (2.9)$$

Аналогичным образом решается (2.6) и получается следующее общее решение:

$$\begin{aligned} H_1 = -\frac{1}{4} \Phi_1(t) & \left(r^2 - r_v^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{\ln \frac{r_v}{r_k}} \ln \frac{r}{r_v} \right) + \\ & + \frac{H_v - H_k}{\ln \frac{r_v}{r_k}} \ln \frac{r}{r_v} + H_k \end{aligned} \quad (2.10)$$

Из (2.9) и (2.10) с учетом условий (2.8) можно определять $\Phi(t), \Phi_1(t)$:

$$\begin{aligned} \Phi(t) = & \frac{2(H_v - H_k) - q_v \mu_v}{\ln \frac{r_v}{r_k}} \frac{\pi h F_v}{r_v^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}}} \left(r_k^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}} \right) - \\ & \frac{2(H_v - H_k) - q_v \mu_v}{r_k^2 - \frac{r_v^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}}} \rightarrow \\ & \frac{2(H_v - H_k)}{\ln \frac{r_v}{r_k}} + \frac{2(H_k - H_s)}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \rightarrow \end{aligned} \quad (2.11)$$

$$\Phi_1(t) = \frac{\frac{2(H_v - H_k) - \frac{q_v \mu_v}{\pi h F_v}}{\ln \frac{r_v}{r_k}}}{r_v^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}}} \quad (2.12)$$

если учитывать, что дебит скважины $q = 2\pi r_s h \frac{\partial H}{\partial r}$ то выражение для определения мгновенного дебита скважины получим из (2.9) с учетом (2.7) в следующем виде:

$$q = 2\pi h \left[\frac{\frac{H_v - H_k}{r_v^2 \ln \frac{r_v}{r_k} - \frac{1}{2}(r_v^2 - r_k^2)} \left(\frac{r_k^2 - r_v^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}} - \frac{H_v - H_k}{\ln \frac{r_v}{r_k}} + \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \right) - \frac{H_v - H_k + H_k - H_s}{\ln \frac{r_v}{r_k} + \ln \frac{r_k}{r_s}}}{\frac{r_k^2 - r_s^2 - r_v^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}}} \right] \times \left[\frac{r_s^2 - r_k^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}} + \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \right] \quad (2.13)$$

Для перетока из зоны I в зону II на границе r_k получено следующее выражение:

$$q_1 = \pi h \left[2 \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} - \Phi(t) \left(\frac{r_k^2 - r_k^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}} \right) \right] \quad (2.13^*)$$

где $\Phi(t)$ определяется по (2.11).

(2.13) действителен при $r_v > r_k$. В случае, когда r_v становится равно или меньше r_k , т.е. когда ВНК входит в зону с проницаемостью k_2 дебит скважины определяется в области $r_s \leq r \leq r_v$ решением уравнения (2.5) при граничных условиях (см. на рис. 3):

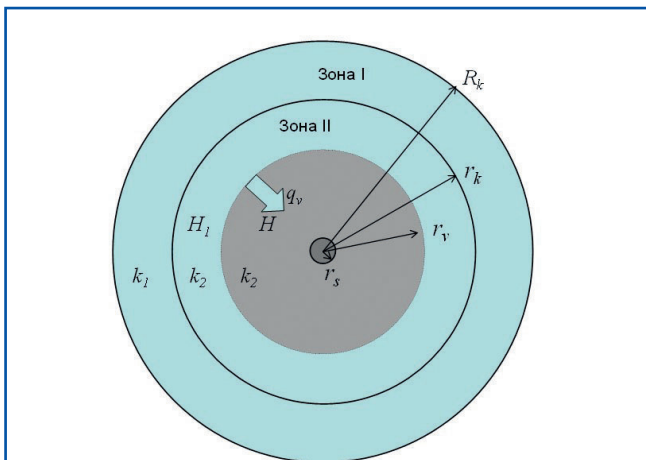


Рис. 3. Схематическое изображение процесса вытеснения, когда $r_v < r_k$ в области $r_s \leq r \leq r_v$

$$\begin{aligned} r &= r_s, H = H_s \\ r &= r_v, H = H_v \\ r &= r_v, \frac{\partial H}{\partial r} = \frac{q_v}{A(p_v)} \end{aligned} \quad (2.14)$$

Выражение для вычисления текущего дебита скважины получено аналогично предыдущему случаю в следующем виде:

$$q = \pi h \left[\frac{\frac{q_v}{A(p_v)} - \frac{H_v - H_s}{r_v \ln \frac{r_v}{r_s}} \left(r_s^2 - \frac{r_v^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_s}} \right) + 2 \frac{H_v - H_s}{\ln \frac{r_v}{r_s}}}{\frac{r_v - r_v^2 - r_s^2}{2} - \frac{r_v^2 - r_s^2}{4 r_v \ln \frac{r_v}{r_s}}} \right] \quad (2.15)$$

При применении выражений (2.13), (2.13*) и (2.15) необходимы определения разницы псевдо давлений, $H_v - H_k$, $H_k - H_s$ и $H_v - H_s$. Для этой цели применяем аппроксимацию подынтегральной функции φ логарифмической функцией вида

$$\varphi = a \ln(p) - b, \quad (2.15^*)$$

где коэффициенты a и b находятся из граничных значений функции φ по нижеприведенным выражениям. Точность этой аппроксимации подробно исследована в наших других работах, поэтому, на это не будем уделять внимание.

С учетом этой аппроксимации проинтегрируем функции Хрестяновича $H = \int \varphi(p, s) dp + const$, $H_1 = \int \varphi(p_1, s_1) dp_1 + const$ в пределах давлений $[p_k, p_v]$, $[p_s, p_k]$, $[p_s, p_v]$ и получим соответствующие выражения для $H_v - H_k$, $H_k - H_s$ и $H_v - H_s$ в следующем виде:

$$\begin{aligned} H_v - H_k &= a \left(p_v \ln \frac{p_v^{p_v}}{p_k^{p_k}} - p_v + p_k \right) - b(p_v - p_k) \\ H_k - H_s &= a \left(p_k \ln \frac{p_k^{p_k}}{p_s^{p_s}} - p_k + p_s \right) - b(p_k - p_s) \\ H_v - H_s &= a \left(p_v \ln \frac{p_v^{p_v}}{p_s^{p_s}} - p_v + p_s \right) - b(p_v - p_s) \end{aligned} \quad (2.16)$$

где соотношения для вычисления коэффициентов a и b получены из (2.15*) с учетом соответствующих граничных значений φ в следующем виде:

$$\begin{aligned} a &= \frac{\varphi_v - \varphi_k}{\ln \frac{p_v}{p_k}}, b = \frac{\varphi_v - \varphi_k}{\ln \frac{p_v}{p_k}} \ln p_v - \varphi_v \\ a &= \frac{\varphi_k - \varphi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}}, b = \frac{\varphi_k - \varphi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}} \ln p_k - \varphi_s \\ a &= \frac{\varphi_v - \varphi_s}{\ln \frac{p_v}{p_s}}, b = \frac{\varphi_v - \varphi_s}{\ln \frac{p_v}{p_s}} \ln p_v - \varphi_v \end{aligned} \quad (2.16^*)$$

Здесь φ_v , φ_k и φ_s являются значениями φ при давлениях p_v , p_k и p_s соответственно.

Однако, для реализации изложенных соотношений потребуются определения пластовых давлений и насыщенностей пор жидкой фазой на границе между рассматриваемых зон и на забое в каждый момент времени. Для этого будем использовать уравнений материального баланса жидкости и газа.

3. Определение среднепластовых временных параметров

Полученные выше решения позволяют определять мгновенное значение дебита скважины, т.е. значение, соответствующее к моменту некоторого значения пластовых параметров, таких как пластовое давление, насыщенность пор жидкой фазой, положение ВНК. Для прогнозирования дебита скважины необходим алгоритм для определения отмеченных пластовых параметров в любой момент времени. Для этой цели будем использовать уравнения материального баланса для газовой и жидкой фаз углеводородной системы и объема внедряющейся в залежь воды. Для зоны I, пока $r_v > r_k$ (см. на рис. 2) выпишем в следующем виде:

$$q_1 = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{s_1}{B(p_1)} + (1-s_1) \frac{p\beta c(p_1)}{z(p_1)p_{at}} \right] \omega_1(p_1, t) \right\} \quad (3.1)$$

$$q_{s1} = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-s_1)p_1\beta}{z(p_1)p_{at}} [1-c(p_1)\bar{\alpha}(p_1)] + \frac{s_1 S(p_1)}{B(p_1)} \right] \omega_1(p_1, t) \right\} \quad (3.2)$$

где p_1 и s_1 – средневзвешенное и насыщенность пор жидкостью в зоне I, соответственно; $\omega_1 = \Omega_{10}\bar{m}_1 - \frac{1}{1-\rho_{ost}}\bar{m}_1 V_v$, V_v – объем вторгшейся в залежь воды и текущее положение фронта воды r_v определяются по (1.14) с учетом (1.11).

А в зоне II, где средневзвешенное давление и насыщенность пор жидкостью соответственно p и s , уравнения материального баланса имеют следующий вид:

$$q - q_1 = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{s}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right] \Omega(p, t) \right\} \quad (3.3)$$

$$q_s - q_{s1} = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-s)p\beta}{z(p)p_{at}} [1-c(p)\bar{\alpha}(p)] + \frac{sS(p)}{B(p)} \right] \Omega(p, t) \right\} \quad (3.4)$$

Здесь Ω – текущий объем пор, насыщенных углеводородами; q , q_s – дебит жидкости и газа скважины; q_1 , q_{s1} – расход жидкости и газа перетекших из зоны II в зону I через границы r_k .

Когда $r_v < r_k$ уравнения материального баланса выписываются в виде:

$$q = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{s}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right] \omega(p, t) \right\} \quad (3.5)$$

$$q_s = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-s)p\beta}{z(p)p_{at}} [1-c(p)\bar{\alpha}(p)] + \frac{sS(p)}{B(p)} \right] \omega(p, t) \right\} \quad (3.6)$$

где $\omega = \Omega_0\bar{m} - \frac{1}{1-\rho_{ost}}\bar{m} V_v$.

Из (3.1)-(3.2), (3.3)-(3.4) и (3.5)-(3.6) можно получить уравнения, описывающие изменения средневзвешенных пластовых давлений и насыщенностей во времени для периодов вытеснения $r_v > r_k$ и $r_v < r_k$ в следующем виде.

Когда $r_v > r_k$:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{-\frac{q-q_1}{\Omega}(\alpha_4 + G\alpha_2)}{(\alpha_5 + \alpha_6)\alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8)\alpha_2} \quad (3.7)$$

$$\frac{ds}{dt} = \frac{-\frac{q-q_1}{\Omega}G - (\alpha_7 + \alpha_8)\frac{dp}{dt}}{\alpha_4} \quad (3.8)$$

$\frac{d\Omega}{dt} = \bar{m}'_p \frac{dp}{dt}$, где, если учитывать, что породы коллектора подвергаются нелинейно-упругой деформации, то:

$$\bar{m} = \exp[a_m(p-p_0)], \text{ то} \quad (3.9)$$

$$\bar{m}'_p = a_m \exp[a_m(p-p_0)]$$

$$\frac{dp_1}{dt} = \frac{-\frac{q_1}{\omega_1}(\alpha_4 + G_1\alpha_2) + (\alpha_2\alpha_3 + \alpha_1\alpha_4)\frac{q_v}{\omega_1}\bar{m}_1}{(\alpha_5 + \alpha_6)\alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8)\alpha_2 + \dots} \rightarrow \quad (3.10)$$

$$\dots + (\alpha_2\alpha_3 + \alpha_1\alpha_4)\frac{(1-\rho_{ost})}{\omega_1}\bar{m}'_{p1}\left(\Omega_{01} - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}}\right)$$

$$\frac{ds_1}{dt} = \frac{-\frac{q_1 G_1}{\omega_1} - (\alpha_7 + \alpha_8)\frac{dp_1}{dt} - \frac{\alpha_3}{\omega_1}(1-\rho_{ost}) \times \dots}{\alpha_4} \rightarrow \quad (3.11)$$

$$\dots \times \left[\frac{dp_1}{dt} \bar{m}'_{p1} \left(\Omega_{01} - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right)_1 - \frac{q_v}{1-\rho_{ost}} \bar{m}_1 \right]$$

$$\frac{d\Omega_1}{dt} = \left(\Omega_{01} - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) \frac{d\bar{m}_1}{dt} - \frac{q_v}{1-\rho_{ost}} \bar{m}_1,$$

где

$$\bar{m}_1 = \exp[a_{m1}(p_1 - p_0)],$$

$$\frac{d\bar{m}_1}{dt} = a_{m1} \exp[a_{m1}(p_1 - p_0)] \frac{dp_1}{dt} \quad (3.12)$$

и, когда $r_v < r_k$:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{-\frac{q}{\omega}(\alpha_4 + G\alpha_2) + (\alpha_2\alpha_3 + \alpha_1\alpha_4)\frac{q_v}{\omega}\bar{m}}{(\alpha_5 + \alpha_6)\alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8)\alpha_2 + (\alpha_1\alpha_4 + \alpha_2\alpha_3) \times \dots} \rightarrow \quad (3.13)$$

$$\dots \times \frac{1-\rho_{ost}}{\omega} \bar{m}'_p \left(\Omega_0 - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right)$$

$$\frac{ds}{dt} = -\frac{qG}{\omega} + (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp}{dt} + \frac{(1 - \rho_{ost})}{\omega} \alpha_3 \times \rightarrow$$

$$\times \left[\bar{m}'_p \frac{dp}{dt} \left(\Omega_0 - \frac{V_v}{1 - \rho_{ost}} \right) - \frac{q_v}{1 - \rho_{ost}} \bar{m} \right] \rightarrow \quad (3.14)$$

где газовый фактор для внутренней и внешней зон при соответствующих давлениях (p , p_1) и насыщенностях жидкой фазы (s , s_1) определяется следующим выражением:

$$G = \frac{\frac{\bar{\mu}(p)B(p)p\beta}{z(p)p_{at}}[1 - c(p)\bar{\gamma}(p)] + \frac{S(p)}{\psi(s)}}{\frac{1}{\psi(s)} + \frac{\bar{\mu}(p)B(p)p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}} \quad (3.13)$$

$\bar{m} = \frac{m}{m_0}$ – отношение текущей пористости внутренней зоны к его первоначальному значению, $\bar{m}_1 = \frac{m_1}{m_{10}}$ – отношение текущей пористости внешней зоны к его первоначальному значению;

$$\alpha_1 = s \frac{1}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}, \quad \alpha_2 = \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} - \frac{1}{B(p)},$$

$$\alpha_3 = s \frac{S(p)}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)],$$

$$\alpha_4 = \frac{S(p)}{B(p)} - \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)],$$

$$\alpha_5 = (1-s) \left[\frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right]', \quad \alpha_6 = s \left[\frac{1}{B(p)} \right]', \quad \alpha_7 = s \left[\frac{S(p)}{B(p)} \right]',$$

$$\alpha_8 = (1-s) \left\{ \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)] \right\}' ;$$

$\psi(s) = \frac{F_g(s)}{F_o(s)}$ – соотношение относительных фазовых проницаемостей газовой и жидкой фаз; «'» – означает производную по p . Отметим, что параметры $\alpha_1 - \alpha_8$ вычисляются при соответствующих давлениях и насыщенностях в зависимости от зоны.

Системы уравнений (3.7)-(3.9), (3.10)-(3.12) и (3.13)-(3.14) совместно с (2.13), (2.13*) и (2.15) с учетом (2.16) решаются одним из численных методов и позволяют прогнозировать основные показатели процесса вытеснения углеводородной системы закачиваемой в пласт водой при условии заданной депрессии или заданного забойного давления. Следует отметить, что при решении приведенных выше систем уравнений используются следующие начальные условия:

$$p = p_0, p_1 = p_0; s = s_0, s_1 = s_0$$

где p_0 , s_0 – начальное пластовое давление и начальная насыщенность пор жидкой фазой.

Таким образом, получены системы дифференциальных уравнений (3.7), (3.8) и (3.10)-(3.12) при $r_v > r_k$, а при случае $r_v < r_k$ (3.13), (3.14), решения которых, при известном дебите скважины q_{sv} , позволяют определять среднепластовые давления и конденсатонасыщенности в соответствующих частях коллектора в любой момент времени.

4. Алгоритм для прогнозирования показателей разработки

Вышеизложенный подход позволяет определять основные показатели разработки газоконденсатной залежи, при различных технологических режимах с учетом различия в проницаемости и характере деформаций призабойной зоны и отдаленной от забоя части пласта-коллектора. При этом можно использовать нижеприведенный алгоритм.

1. Вводятся начальные значения переменных $t=0$, $p_s=p_0$, $p_k=p_0$, $p_1=p_0$, $s=s_0$, $s_1=s_0$, $m=m_0$, $k_1=k_{01}$, $k_2=k_{02}$, $q_1=0$ и исходные данные;

2. Вычисляются начальные значения газоконденсатного фактора G_0 по формуле $G_0 = \frac{1 - c(p_0)\bar{\gamma}(p_0)}{c(p_0)}$, газонасыщенный объем залежи, запасы газа и конденсата (при $s_0=0$):

$$V_{zap} = \pi R_k^2 h m_0 \left[\frac{1 - c(p_0)\bar{\gamma}(p_0)}{z(p_0)p_{atm}} \right], \quad V_{kzap} = \frac{V_{zap}}{G_0};$$

3. Определение текущего положения ГВК

3.1. По (1.11) с учетом (1.12) и (1.13) вычисляется текущее значение q_v .

3.2. С помощью выражений (1.14) определяется объем вторгшейся в залежь воды за промежуток времени Δt и положение ГВК r_v .

4. Если рассматривается случай заданного темпа отбора газа (n процентов в год от начальных балансовых запасов) дебит определяется следующим выражением: $q_g = \frac{V_{zap} n}{100}$ и переходит к шагу «6.4», иначе переход к шагу «5»;

5. Если рассматривается случай заданной депрессии, задается значение депрессии Δp иначе переход к шагу «7»;

6. Забойное давление вычисляется выражением $p_s = p_1 - \Delta p$.

7. Расчет дебита скважины.

Если $r_v < r_k$ то:

7.1. Вычисляются значения $\varphi_g(p, s)$ по (2.2*) для давлений p_s , p_v и a , b по (2.16*);

7.2. Определяется фиктивная депрессия $H_v - H_s$ по выражению (2.16);

7.3. Вычисляется текущее значение дебита газа по (2.15) и конденсата $q_k = \frac{q_g}{G}$.

иначе:

Вычисляются значения $\varphi_g(p, s)$ по (2.2*) для давлений p_s, p_k, p_v и a, b по (2.16*);

7.2. Определяется фиктивная депрессия $H_v - H_k, H_k - H_s$ и $H_v - H_s$ по (2.16);

7.3. Вычисляется текущее значение дебита газа по (2.13) с учетом (2.13*) и конденсата $q_k = \frac{q_g}{G}$.

8. Вычисляются текущие значения конденсатонасыщенности и среднепластового давления для времени $t + \Delta t$.

Если $r_v > r_k$:

Текущие значения p, s во внешней зоне вычисляются численным решением системы дифференциальных уравнений (3.10)-(3.12), а во внутренней зоне- системы уравнений (3.7)-(3.9);

Иначе:

Текущие значения p, s во внутренней зоне определяются численным решением системы уравнений (3.13)-(3.14);

9. Вычисляется текущее значение газоконденсатного фактора G по (3.13)

10. Определяются текущие значения накопленного отбора газа и конденсата и следовательно их коэффициенты извлечения:

$$K_g = \frac{\sum_{t=0}^t q_g \Delta t}{V_{zap}} \quad \text{и} \quad K_k = \frac{\sum_{t=0}^t q_k \Delta t}{V_{kzap}}$$

11. Проверяется значение пластового давления, если оно больше заданного его значения как конечно-го переход к пункту «3» иначе переходим к шагу «12»;

12. Вывод результатов и конец.

Выводы

Полученное выше решение позволяет прогнозировать основных показателей разработки газоконденсатной залежи, представленной упругими зонально неоднородными коллекторами. При этом учитываются реальные PVT свойства двухфазной углеводородной системы и реология пород-коллекторов. Предложенный алгоритм позволяет моделировать практически любой технологический режим закачки и скважины. Так, возможно воспроизвести режим заданного темпа закачки воды и заданного давления на контуре заводнения. Следует отметить, что в случае, если принять темпа закачки равным нулю получается модель истощения. Относительно режима скважины отметим, что возможно моделировать случай, когда задается депрессия, также возможно моделировать режим заданного забойного давления и заданного отбора. В последнем случае не приходится вычислить дебит.

Литература

1. Желтов, Ю. П. (1966). Деформация горных пород. Москва: Недра.
2. Молокович, Ю. М., Непримеров, Н. Н., Пикуза, В. И., Штанин, А. В. (1980). Релаксационная фильтрация. Казань: КГУ.
3. Горбунов, А. Т. (1976). Исследование процесса установившейся фильтрации жидкости при достижении предела упругости пород. Сборник научных трудов ВНИИ «Исследование в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта», 57, 94-103.
4. Астафьев, В. И., Касаткин, А. Е. (2015). Моделирование и численный расчет поршневого вытеснения нефти для дwoякопериодических систем разработки месторождений. Вычислительная механика сплошных сред, 1, 81-92.
5. Jamalbayov, M. A., Ibrahimov, Kh. M. (2023). New waterflooding efficiency evaluation method (on the example of horizon IX of the Guneshli field). Scientific Petroleum, 1, 44-48.
6. Hasanov, I. R., Jamalbayov, M. A. (2020). A stationary oil inflow to the wellbore taking into account the initial pressure gradient. Arabian Journal of Geosciences, 13, 833.

References

1. Zheltov, Y. P. (1966). Deformation of rocks. Moscow: Nedra.
2. Molokovich, Y. M., Neprimerov, N. N., Pikuza, V. I., Shtanin, A. V. (1980). Relaxation filtration. Kazan: KSU.
3. Gorbunov, A. T. (1976). Investigation of steady-state filtration process of liquid when the rocks elastic limit is reached. Proceedings of the All-Russian Scientific Research Institute «Research in oil field development and reservoir hydrodynamics», 57, 94-103.
4. Astafiev, V. I., Kasatkin, A. E. (2015). Modeling and numerical calculation of piston-like oil displacement for doubly-periodic systems of field development. Computational Continuum Mechanics, 1, 81-92.
5. Jamalbayov, M. A., Ibrahimov, Kh. M. (2023). New waterflooding efficiency evaluation method (on the example of horizon IX of the Guneshli field). Scientific Petroleum, 1, 44-48.
6. Hasanov, I. R., Jamalbayov, M. A. (2020). A stationary oil inflow to the wellbore taking into account the initial pressure gradient. Arabian Journal of Geosciences, 13, 833.

**Математическая модель процесса вытеснения углеводородных смесей
водой в зонально-неоднородных деформируемых пластах***М. А. Джамалбеков¹, Х. М. Ибрагимов¹, Н. А. Ализаде²*¹НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан²Военный институт имени Г. Алиева, Баку, Азербайджан**Реферат**

Рассматривается задача вытеснения углеводородных систем закачиваемой в пласт водой в зонально-неоднородных коллекторах. При этом, пласт круговой формы, разрабатываемый одной центральной скважиной, представляется состоявшим из двух зон с различными коллекторско-емкостными и реологическими свойствами. Учитываются неполнота вытеснения, сжимаемость воды и PVT свойства углеводородной системы- фазовое превращение, массообмен между фазами углеводородной системы. На основе бинарного представления сложной углеводородной системы получено решение рассматриваемой задачи – предложен алгоритм расчета основных показателей процесса вытеснения углеводородной системы к скважине, когда вблизи скважины (во внутренней зоне) и отдаленной части залежи (т.е. во внешней зоне) пласт имеет разные коллекторско-емкостные и реологические характеристики.

Ключевые слова: вытеснение; газоконденсатная смесь; неоднородный пласт; заводнение; бинарная модель; нестационарное движение; неполнота вытеснения.

**Zonal qeyri-bircins elastiki laylarda karbohidrogen qarışıqlarının
su ilə sıxışdırılması prosesinin riyazi modeli***М. А. Camalbəyov¹, Х. М. İbrahimov¹, N. Ə. Əlizadə²*¹«Neftqazelmütədiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan²Heydər Əliyev adına Hərbi İnstitut, Bakı, Azərbaycan**Xülasə**

Zonal qeyri-bircins elastiki laylarda karbohidrogen qarışıqlarının su ilə sıxışdırılması məsələsinə baxılır. Bu zaman, mərkəzi quyu ilə işlədilən dairəvi laya müxtəlif kollektor və reoloji xüsusiyyətləri olan iki zonadan ibarət kimi təsəvvür olunur. Sıxışdırılmanın natamamlığı, suyun sıxılma qabiliyyəti və karbohidrogen qarışığının PVT xüsusiyyətləri – faza çevrilməsi, fazalar arasında kütlə mübadiləsi nəzərə alınır. Mürəkkəb karbohidrogen sisteminin binar təsəvvürləri əsasında, baxılan məsələnin həlli alınır, quyuətrafı (daxili zona) və quyudan uzaq (xarici zona) sahələrdə kollektor və reoloji xüsusiyyətlərin müxtəlif olan layda karbohidrogen sisteminin quyuya sıxışdırılması prosesinin əsas göstəricilərinin hesablanması alqoritmi verilir.

Açar sözlər: sıxışdırma; qaz-kondensat qarışığı; yüngül neft; qeyri-bircins lay; suvurma; binar model; qararlaşmamış axın.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ

К. И. Матиев, А. М. Самедов, А. Д. Ага-заде, Ф. М. Ахмедов

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Assessment of inhibitor protection efficiency of oilfield equipment from salt deposits

K. I. Matiyev, A. M. Samedov, A. D. Aghazadeh, F. M. Akhmedov

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

In the field development practice, the most common method for protecting oilfield equipment and pipeline surfaces from inorganic salt deposits is inhibitor protection. To enhance prevention efficiency, a salt deposit inhibitor has been developed, which contains a surfactant, acid, and anionic polymer. The aim of this development is to eliminate the need for scarce and expensive reagents, increase formation productivity by preventing the formation of inorganic deposits during the treatment of carbonate and terrigenous productive formations, and eliminate contamination of formation and downhole equipment by insoluble salts, as well as salt deposits in pipeline systems. Samples prepared at a flow rate of 10-30 g/t demonstrated a high inhibitor effect in preventing calcium sulphate and carbonate deposition. Field tests of the developed salt deposition inhibitor yielded positive results.

KEYWORDS:

Salt deposition inhibitor;
Adsorption-desorption properties;
Inhibition efficiency;
Calcium sulfate;
Calcium carbonate;
Field tests

*e-mail: kazim.matiyev@socar.az<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200049>

Введение

Как известно, в настоящее время в практике разработки месторождений наиболее распространенной является ингибиторная защита поверхности нефтепромыслового оборудования и трубопроводов от образования отложений неорганических солей (преимущественно карбонатов кальция, сульфатов кальция) [1-7]. Отложение солей в нефтяных оборудованных является одной из многочисленных проблем, возникающих в процессе добычи нефти. Солеотложения на стенках трубопроводов снижают эффективный диаметр и, следовательно, пропускную способность вплоть до абсолютного закупоривания. Выпадение солей является причиной засорения скважины, а также выхода из строя насоса, понижению притока жидкости и так далее. При совместной добыче нефти и воды проблема солеотложения проявляется в значительной степени [8-12].

Источником выпадения солей являются пластовые воды, которые добываются совместно с нефтью. Вследствие перемены температуры и давления содержание неорганических включений оказывается выше предела насыщения пластовых вод плохо растворимыми солями щелочноземельных металлов, к примеру, карбонатом и сульфатом кальция, также солями магния, бария и стронция. В составе отложений могут встречаться сульфид желе-

за и твердые углеводородные соединения нефти, примеси кварцевых и глинистых частиц породы. Образование отложений зависит от нескольких факторов, таких как температура, давление, равновесие химических реакций, pH, время контакта, испарение, ионная сила и т.д. [13].

Различные геолого-физические условия залегающих нефти, особенности разработки и эксплуатации залежей, трубопроводный транспорт углеводородов требуют тщательного подбора ингибиторов солеотложений применительно к данному технологическому процессу. С целью предотвращения отложения солей традиционно применяют физические, химические и технологические методы. На сегодняшний день наиболее распространенным является химический способ, основанный на использовании ингибиторов солеотложений. Выбор наиболее результативного ингибитора солеотложений для каждого конкретного случая должен базироваться на теоретических и лабораторных исследованиях. Для приобретения наибольшего ингибирующего действия по отношению к неорганическим солям иногда в состав ингибитора вводят несколько типов веществ. В этой связи производимые в последнее время большинство ингибиторов представляют собой сложные композиционные составы. В системе нефтегазовой промышленности для предотвращения солеотложений приоритет-

ное место получили ингибиторные способы защиты трубопроводов и оборудования [13-15].

Ингибиторы должны отвечать установленным требованиям: быть совместимыми с пластовыми и попутно добываемыми водами, быть термостойкими, обладать адсорбционно-десорбционной способностью, пониженной коррозионной активностью, не оказывать негативного влияния на ухудшение качества нефти, быть экологически безопасными и др.

Адсорбционно-десорбционные свойства – это одно из главных требований, которые предъявляются к разработанным ингибиторам солеотложений. Ингибиторы адсорбируются на зародышевых центрах солевого соединения и подавляют рост кристалла, модифицируют его форму и размеры и препятствуют прилипанию друг к другу, а также ухудшают адгезию солевого кристалла к металлическим поверхностям. В первую очередь, ингибитор должен сравнительно быстро и в большом объеме адсорбироваться на поверхности породы, во вторую – медленно десорбироваться в процессе эксплуатации скважины. На сколько меньше и медленнее выносится из пласта реагент, на столько больше период его ингибирующего действия [16, 17].

Известен ингибитор солеотложения, содержащий (масс.%) ингибированную соляную кислоту (40-60), азотсодержащее соединение (1.5-4.2), анионоактивный полимер (20-25), ортофосфорную кислоту (1-5) и воду (остальное). Ингибитор содержит азотсодержащее соединение, избранное из группы: карбамид, моноэтаноламин, диэтаноламин, триэтаноламин, диэтилентриамин, триэтилентетрамин, полиэтиленполиамин. В качестве анионоактивного полимера содержит карбоксиметилцеллюлозу или полиакриламид [18]. Использование большого количества ингибированной соляной кислоты, анионоактивного полимера, а также высокое содержание активного компонента в составе ингибитора являются недостатками способа. Традиционные методы борьбы с солевыми отложениями не обеспечивают полной защиты трубопроводов от осложнений, имеют высокую стоимость, сложны в реализации и токсичны.

Лабораторные исследования

Для повышения эффективности предотвращения солеотложений в нефтепромысловых оборудовании, трубопроводах и расширения сырьевых баз разработан ингибитор солеотложения, содержащий поверхностно-активное вещество (ПАВ), кислоту и анионоактивный полимер. В качестве ПАВ состав содержит пентаэтиленгексамин (ПЭГА) в количестве 11.6-23.4 масс.%, кислоты-ортофосфорную кислоту в количестве 9.8-30.6 масс.%, а в качестве анионоактивного полимера 1%-й водный

раствор натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы – остальное [18].

Плотность приготовленных композиций при 20 °С составляет 1050-1070 кг/м³, кинематическая вязкость 14-20 мм²/с, температура замерзания – 10-15 °С, рН=3-4. Внешний вид: бесцветная, прозрачная, текучая жидкость, легко растворяется в воде.

Реагенты, используемые для приготовления ингибитора солеотложения, соответствуют нижеследующим нормативным документам: ортофосфорная кислота – ГОСТ10678-76, ТУ2143-002-34179766-97; ПЭГА-ТУ 0254-03-53839702-2005; натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы – ТУ2231-037-26289127-01.

Как было отмечено, одним из основных требований для ингибиторов солеотложения являются их адсорбционно-десорбционные свойства. Известно, что породы, являющиеся носителями нефти и газа, обладают смачиваемостью и сорбционностью. Для улучшения адсорбционно-десорбционных свойств ингибитора солеотложения необходимо использование реагентов, снижающих межфазное натяжение на границе «нефть-ингибитор». Эти реагенты позволяют расширить площадь контакта со смесью силикатных и алюмосиликатных, а также карбонатных компонентов. Приготовленные реагенты, благодаря адсорбционно-десорбционным свойствам как ингибитора солеотложения, долгое время работают и имеют высокую эффективность.

Техническим результатом настоящей разработки является исключение применения дефицитных, дорогостоящих реагентов, увеличение продуктивности пласта за счет предотвращения образования неорганических отложений при обработке карбонатных и терригенных продуктивных пластов, исключающее загрязнение пласта и внутрискважинного оборудования нерастворимыми солями устранение солеотложений в трубопроводных системах.

Для приготовления ингибиторов солеотложений вначале готовят рассчитанное количество 1%-го водного раствора натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы, затем в колбу наливают требуемый объем пентаэтиленгексамина и ортофосфорной кислоты и смешивают до получения однородного раствора. Полученные составы показаны в таблице 1.

Как видно из таблицы 1 количество Na-КМЦ (1%-й водный раствор) изменяется в пределах 46.0-78.6 %, ортофосфорной кислоты 9.8-30.6 %, ПЭГА-а 8.5-23.4 %. Приготовленные составы однородные, хорошо растворяются в воде. Плотность составов при 20 °С 1030-1050 кг/м³, кинематическая вязкость 10.25-13.345 мм²/с, водородный показатель рН=5.0-7.5.

Эффективность ингибиторов солеотложений по

предотвращению осаждения сульфатов и карбонатов кальция проверена в модельных пластовых водах. Приготовленные модельные пластовые воды, которые осаждают CaSO_4 и CaCO_3 имеют следующие составы:

Для осаждения CaSO_4

Первая часть	
NaSO_4	13.0 г/л
NaCl	18.8 г/л
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	1.24 г/л
Вторая часть	
CaCl_2	13.6 г/л

Для осаждения CaCO_3

Первая часть	
NaHCO_3	2.4 г/л
Вторая часть	
CaCl_2	2.92 г/л
NaCl	40.4 г/л
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	4.26 г/л

Эффективность ингибирования к солеотложению приготовленных образцов проведено в модельных пластовых водах [18]. Лабораторные тесты проведены при 80 °С в течение 5 часов. Эффективность ингибирования (\mathcal{E}) вычислена по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = (C_p - C_x) \cdot 100 / (C_0 - C_x)$$

Здесь, C_p – количество ионов Ca^{2+} в термостатированной и ингибированной среде, мг/л; C_x – количество ионов Ca^{2+} в среде без ингибитора; C_0 – количество ионов Ca^{2+} в исходном растворе, мг/л.

На рисунке 1 показана эффективность разработанных ингибиторов солеотложений по предотвращению осаждения сульфатов кальция, а на рисунке 2 – эффективность разработанных ингибиторов солеотложений по предотвращению осаждения карбонатов кальция при концентрациях 10г/т, 20г/т и 30г/т.

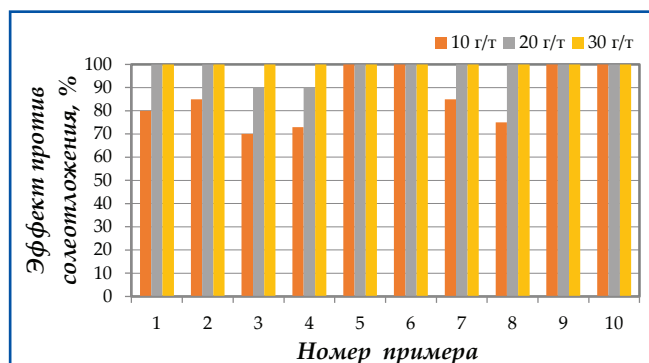


Рис. 1. Эффективность ингибиторов солеотложений по предотвращению осаждения сульфатов кальция

№ примера	Компоненты, входящие в состав ингибитора, в массовых процентах		
	Na-КМЦ	ПЭГА	о-Н ₃ Р ₀ ₄
1	78.6	11.6	9.8
2	69	12.5	18.5
3	54.5	15.5	20.0
4	59.2	17.3	23.5
5	54.8	19.5	25.7
6	50.2	21.3	28.5
7	46.0	23.4	30.6
8	65.0	13.8	21.2
9	71.5	10.5	18.0
10	75.5	8.5	16.0

Как видно из таблицы и рисунков, приготовленные образцы при расходе 10-30 г/т проявляют высокий ингибиторный эффект по предотвращению осаждения сульфата и карбоната кальция.

Промысловые исследования

Промысловые испытания разработанного ингибитора для борьбы с солеотложениями на оборудовании, используемом на служебном участке утилизации пластовых вод, осуществлены 15.04-16.05.2019 г в НГДУ им Г. З. Тагиева. Приготовленный реагент в количестве 3 тонны с перерывом 2 часа вводился в резервуар, заполненный пластовой водой в количестве 100 тонн и выдерживался 30 минут. Затем пластовая вода с добавкой реагента поступала в транспортную линию. В течение 30 дней каждые 10 дней 0.9 тон реагента вводилось в резервуар со сборно-пластовой водой и далее после 30-ти минутной выдержки в соответствии с правилами жидкость из резервуара подавалась в транспортную линию. До

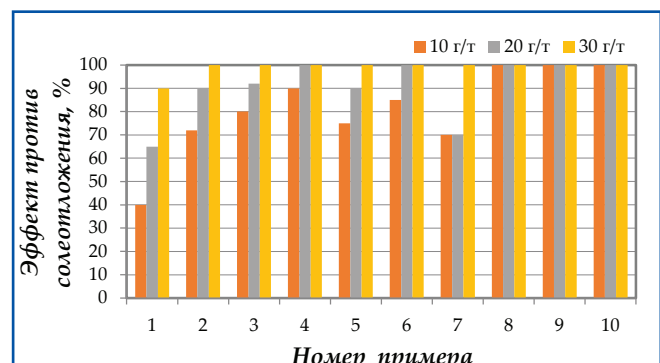


Рис. 2. Эффективность ингибиторов солеотложений по предотвращению осаждения карбонатов кальция

добавки реагента отбирались пробы для анализа пластовой воды.

Результаты анализа пластовой воды до введения реагента следующие: Ca^{2+} – 160.32 мг/л; Mg^{2+} – 173.55 мг/л; Cl^- – 48585 мг/л; HCO_3^- – 989.92 мг/л.

После введения 3 тонн реагента в резервуар из конца транспортной линии отбирались пробы воды для проведения анализа. После полного введения реагента повторно проводился 2-ой этап анализа воды. Пробы для анализа воды отбирались из трех точек: из конца транспортной линии (после ~1200 метров), из транспортной линии (1-ая после

~700 метров, 2-ая после ~600 метров). Результаты анализов пластовых вод после добавки разработанного ингибитора солеотложений показаны в таблицах 2 и 3.

Во всех пробах воды после введения ингибитора солеотложений наблюдается увеличение количества ионов. Это доказывает эффективное влияние разработанного реагента на процесс предотвращения солеотложений. Полученные результаты позволяют рекомендовать применение предложенного ингибитора солеотложений на других производственных объектах.

Анализируемые ионы, мг/л	после ~1200 метров	после ~700 метров	после ~600 метров
Ca^{2+}	1843.7	3486.9	4208.4
Mg^{2+}	2383.36	3696.4	4450.56
Cl^-	53605	66385	66740
HCO_3^-	1378.4	1545.8	1884.5

Анализируемые ионы, мг/л	после ~1200 метров	после ~700 метров	после ~600 метров
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

Выводы

1. Предложен ингибитор солеотложений, содержащий ПАВ, кислоту и анионоактивный полимер. При расходе 10-30 г/т составы проявляют ингибирующий эффект по предотвращению осаждения сульфата кальция от 70 до 100 % и карбоната кальция от 40 до 100 %.
2. Испытания разработанного ингибитора солеотложений в НГДУ им Г. З. Тагиева для борьбы с отложениями солей на оборудовании и трубопроводе, используемом на служебном участке утилизации пластовых вод, показали, что во всех пробах воды, после введения ингибитора наблюдается увеличение количества ионов, что доказывает эффективное влияние разработанного реагента на процесс предотвращения солеотложений.

Литература

1. Аксенов, Д. А. (2016). Эффективность предотвращения отложения солей с помощью ингибиторов. *European Science*, 56, 5-7.
2. Волошин, А. И., Гусаков, В. Н., Фахреева, А. В. и др. (2018). Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче. *Нефтепромысловое дело*, 11, 59-72.
3. Каипбергенова, Г. Р., Халикова, С. Д., Кадиров, Х. И. (2020). Сравнительные исследования эффективности ингибиторов солеотложения. *UNIVERSUM: Технические Науки*, 2(71), 38-42.
4. Ko, S., Wang, X., Zhao, Y., et al. (2020). Prevention of mineral scale deposition using dispersants and inhibitors. SPE-200670-MS. In: *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Virtual*.

References

1. Aksenov, D. A. (2016). Effectively prevent the deposition of salts using inhibitors. *European Science*, 56, 5-7.
2. Voloshin, A. I., Gusakov, V. N., Fakhreeva, A. V., Dokichev, V. A. (2018). Scaling prevention inhibitors in oil production. *Oilfield Engineering*, 11, 59-72.
3. Kaipbergenova, G. R., Halikova, S. D., Kadirov, H. I. (2020). Comparative effectiveness research of salting inhibitors. *UNIVERSUM: Technical Sciences*, 2(71), 38-42.
4. Ko, S., Wang, X., Zhao, Y., et al. (2020). Prevention of mineral scale deposition using dispersants and inhibitors. SPE-200670-MS. In: *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Virtual*.

5. Wang, H., Hu, J., Yang, Z. (2021). The study of a highly efficient and environment-friendly scale inhibitor for calcium carbonate scale in oil fields. *Petroleum*, 1, 1-14.
6. Пучина, Г. Р., Рагулин, В. В., Телин, А. Г. и др. (2020). Современная практика предупреждения и удаления солеотложений. *Нефтегазовое дело*, 2, 72-80.
7. Джаббарова, К. Ш. (2021). Оценка возможностей применения наноструктурированного состава для предотвращения солеотложений в технологических процессах добычи нефти. *SOCAR Proceedings*, 4, 67-71.
8. Шахбазов, Э. Г., Гасанов, Х. И., Халилов, Н. Н. (2022). Наносодержащие ингибиторы солеотложения на основе этаноламмонийфосфатов. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-72.
9. Jafar Mazumder, M. A. (2020). A review of green scale inhibitors: process, types, mechanism and properties. *Coatings*, 10, 1-29.
10. Кащавцев, В. Е. (2004). Роль пластовых вод в процессе осадкообразования солей при добыче нефти. *Нефть. Газ. Бизнес*, 1, 42-45.
11. Кащавцев, В. Е., Мищенко, И. Т. (2004). Солеобразование при добыче нефти. *Москва: Орбита-М*.
12. Рустамов, Ч. Ф., Гордеев, Я. И., Шихиева, Л. А., Багиров, О. Т. (2009). К вопросу реализации технологии новой композиционной системы для борьбы с солеосаждениями. *Нефтегазовое дело*, 1, 1-11.
13. Глущенко, В. Н., Денисова, А. В., Силин, М. А., Пташко, О. А. (2013). Ингибиторная защита нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложения. *Уфа: Кутан*.
14. Бикчантаева, Н. В., Монахова, Н. В., Алешкина, И. В. (2000). Исследование свойств нового ингибитора солеотложений СНПХ-5312 (марок С и Т). *Нефтяное хозяйство*, 11, 39-40.
15. Kamal, M. S., Hussein, I., Mahmoud, M., et al. (2018). Oilfield scale formation and chemical removal: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 12, 127-139.
16. Khormali, A., Petrakov, D. G., Moghaddam, R. N. (2017). Study of adsorption/desorption properties of a new scale inhibitor package to prevent calcium carbonate formation during water injection in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 153, 257-267.
17. Ахмедов, Ф. М. (2021). Разработка нового ингибитора для предотвращения солеотложений. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 4, 32-37.
18. Матиев, К. И., Самедов А. М., Ага-заде А. Д., Ахмедов, Ф. М. (2022). Ингибитор солеотложения. *Евразийский патент № 039647*.
5. Wang, H., Hu, J., Yang, Z. (2021). The study of a highly efficient and environment-friendly scale inhibitor for calcium carbonate scale in oil fields. *Petroleum*, 1, 1-14.
6. Puchina, G. R., Alimbekova, S. R., Telin, A. G., et al. (2020). Modern practice of salt deposition preventing and removing. *Petroleum Engineering*, 2, 72-80.
7. Jabbarova, K. Sh. (2021). Assessment of the possibilities of using nanostructured composition to prevent salt deposition in oil production processes. *SOCAR Proceedings*, 4, 67-71.
8. Shakhbazov, E. G., Hasanov, Kh. I., Khalilov, N. N. (2022). Inhibitor for nitrogen-containing hardness deposition based on ethanolanmonium phosphates. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-72.
9. Jafar Mazumder, M. A. (2020). A review of green scale inhibitors: process, types, mechanism and properties. *Coatings*, 10, 1-29.
10. Kashchavtsev, V. E. (2004). The role of formation water in the process of salt precipitation during oil production. *Neft. Gas. Business*, 1, 42-45.
11. Kashchavtsev, V. E., Mishchenko, I. T. (2004). Salt formation at oil production. *Moscow: Orbita-M*.
12. Rustamov, I. F., Gordeyev, Y. I., Shihiyeva, L. A., Bagirov, O. T. (2009). About realization of new composite system technology for salt scale control. *Oil and Gas Business*, 1, 1-11.
13. Glushchenko, V. N., Denisova, A. V., Silin, M. A., Ptashko, O. A. (2013). Inhibitor protection of oilfield equipment from corrosion and salt deposition. *Ufa: Kitap*.
14. Bikchantaeva, N. V., Monaxova, N. V., Aleshkina, I. V. (2000). Studies on properties of the new salt deposits inhibitor SNPH-5312. *Oil Industry*, 11, 39-40.
15. Kamal, M. S., Hussein, I., Mahmoud, M., et al. (2018). Oilfield scale formation and chemical removal: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 12, 127-139.
16. Khormali, A., Petrakov, D. G., Moghaddam, R. N. (2017). Study of adsorption/desorption properties of a new scale inhibitor package to prevent calcium carbonate formation during water injection in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 153, 257-267.
17. Ahmadov, F. M. (2021). Development of new inhibitor to prevent salt deposition. *Azerbaijan Oil Industry*, 4, 32-37.
18. Matiev, K. I., Samedov, A. M., Agha-zadeh, A. D., Akhmedov, F. M. (2022). Salt deposition inhibitor. *Eurasian Patent No. 039647*.

Оценка эффективности ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования от солеотложений

К. И. Матиев, А. М. Самедов, А. Д. Ага-заде, Ф. М. Ахмедов
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В настоящее время в практике разработки месторождений наиболее распространенной является ингибиторная защита поверхности нефтепромыслового оборудования и трубопроводов от образования отложений неорганических солей. Для повышения эффективности предотвращения солеотложений в нефтепромысловых оборудованьях, трубопроводах и расширения сырьевых баз разработан ингибитор солеотложения, содержащий поверхностно-активное вещество, кислоту и анионоактивный полимер. Техническим результатом настоящей разработки является исключение применения дефицитных, дорогостоящих реагентов, увеличение продуктивности пласта за счет предотвращения образования неорганических отложений при обработке карбонатных и терригенных продуктивных пластов, исключающее загрязнение пласта и внутрискважинного оборудования нерастворимыми солями устранение солеотложений в трубопроводных системах. Приготовленные образцы при расходе 10-30 г/т проявляют высокий ингибиторный эффект по предотвращению осаждения сульфата и карбоната кальция. Промысловые испытания разработанного ингибитора солеотложений показали хорошие результаты.

Ключевые слова: ингибитор солеотложений; адсорбционно-десорбционные свойства; эффективность ингибирования; сульфат кальция; карбонат кальция; промысловые испытания.

Neftmədən avadanlıqlarının duz çöküntülərindən inhibitor qorunmasının effektivliyinin qiymətləndirilməsi

К. İ. Матиев, А. М. Самедов, А. Д. Ага-заде, Ф. М. Əhmədov
²«Neftqazelmitediatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Hal-hazırda yataqların işlənməsi təcrübəsində ən çox yayılmış neft-mədən avadanlığının və boru kəmərlərinin səthinin qeyri-üzvi duz çöküntülərinin əmələ gəlməsindən inhibitor qorunmasıdır. Neft mədən avadanlıqlarında, boru kəmərlərində duz çöküntüsünün qarşısının alınmasının və xammal bazalarının genişləndirilməsinin effektivliyini artırmaq üçün səthi aktiv maddə, turşu və anionaktiv polimer olan duz çökmə inhibitoru işlənmişdir. Bu işləmənin texniki nəticəsi, bahalı reaktivlərin istifadəsinin aradan qaldırılması, karbonat və terrigen məhsuldar layların işlənməsi zamanı qeyri-üzvi çöküntülərin əmələ gəlməsinin qarşısını alaraq, layın və quyudaxili avadanlıqların həll olunmayan duzlarla çirklənməsini istisna etməklə, boru kəmərləri sistemlərində duz çöküntülərinin aradan qaldırılmasıdır. Hazırlanmış nümunələr 10-30 q/t sərfi ilə kalsium sulfat və karbonatın çökməsinin qarşısını almaq üçün yüksək inhibitor effekti göstərmişdir. İşlənmiş duz çöküntüsü inhibitorunun mədən sınaqları yaxşı nəticələr göstərmişdir.

Açar sözlər: duz çöküntüsü inhibitoru; adsorbsiya-desorbsiya xüsusiyyətləri; inhibitorlaşmanın effektivliyi; kalsium sulfat; kalsium karbonat; mədən sınaqları.

Publisher's Note

This article was published on December 2022 with several errors in the authors and affiliations. The correct authors and affiliations appear below. All online versions of the article were corrected on January 2023; the article is correct as it appears in the online version of the journal.

Development and laboratory test of the gelling composition for the selective isolation of formation waters

Kh. M. Ibragimov^{*1}, *A. Q. Gurbanov*², *F. K. Kazimov*¹, *A. F. Akberova*¹

¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

²Umid Babek Operation Company (UBOC), Baku, Azerbaijan

Scientific Petroleum No. 2 (2022) 040-046
<http://dx.doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200031>

Примечание издателя

Эта статья была опубликована в декабре 2022 года с некоторыми ошибками в авторах и организациях. Правильные авторы и организации указаны ниже. Все онлайн-версии статьи были исправлены в январе 2023 года; статья верна в том виде, в котором она появилась в онлайн-версии журнала.

Разработка и лабораторные исследования гелеобразующей композиции для селективной изоляции пластовых вод

*X. M. İbrahimov*¹, *A. G. Gurbanov*², *F. K. Kazimov*¹, *A. F. Akbarova*¹

¹НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

²Umid Babek Operation Company (UBOC), Баку, Азербайджан

Scientific Petroleum No. 2 (2022) 040-046
<http://dx.doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200031>

Nəşriyyatın qeydi

2022-ci ilin dekabrında dərc edilən məqalənin müəllif və müəssisə adlarında səhvlər olmuşdur. Düzgün müəlliflər və təşkilatlar aşağıda verilmişdir. Bu məqalənin bütün onlayn versiyalarında 2023-cü ilin yanvarında düzəlişlər edilmişdir. Məqalə jurnalın onlayn versiyasında göründüyü kimi düzgündür.

Lay sularının selektiv təcridi üçün geləmələgətirici kompozisiyanın işlənməsi və laborator tədqiqi

*X. M. İbrahimov*¹, *A. Q. Qurbanov*², *F. K. Kazimov*¹, *A. F. Əkbərova*¹

¹«Neftqazəlmətiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan

²Ümid Babək Əməliyyat Şirkəti (UBOC), Bakı, Azərbaycan

Scientific Petroleum No. 2 (2022) 040-046
<http://dx.doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200031>

