

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

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

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

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

Valiyev Vilayat M.
Azerbaijan Technical University, Baku, Azerbaijan

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

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

Jafarov Yasin I.
Baku State University, Baku, Azerbaijan

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

Imamverdiyev Nazim A.
Baku State University, Baku, Azerbaijan

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

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:

Судейманов 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
Petrotaguz, 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 Rusiya Elmi
Sitatgətirmə İndeksi
sistemində daxil edilmişdir***«Scientific Petroleum»
rəsmi nəşri**İldə 4 buraxılış çap edilir
Tirajı: 300 nüsxəTel.: (+994 12 408 67 15)
Faks: (+994 12 408 67 15)*E-mail:*
scientificpetroleum@gmail.comÜnvan: 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***M. M. Abubakar, E. H. Əhmədov.* Nigeriyanın Dahomey hövzəsinin Mars sahəsinin petrofiziki təhlili..... **6***H. İ. Şəkərov, M. M. Rasulova, E. Q. Allahverdiyev,
L. F. Həsənova.* İkiölçülü seysmik kəşfiyyat işləri ilə Bulla-dəniz sahəsinin geoloji quruluşunun dəqiqləşdirilməsi..... **14***A. Ş. Eminov, V. M. Süleymanova, F. S. İbrahimov* Qərbi Abşeron yatağının ehtiyatlarının mənimsənilməsində yeni üsulların tətbiqinin təhlili..... **19****NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ İŞLƏNMƏSİ
VƏ İSTİSMARI***F. F. Əhməd, H. Q. Qayıbalıyev* Quyudibi zonada su axınının təcrid olunması ilə neft axınının intensivləşdirilməsi..... **23***T. F. İbadzadə.* İşlənmənin son mərhələsindəki yataqlarda quyuyuların istismarı zamanı yaranan mürəkkəbləşmələrə qarşı mübarizə üsullarının araşdırılması..... **28***A. H. Qayıbova, M. M. Abbasov* Karbamid-formaldehid qatranı əsasında innovativ su təcrid edici tərkibinin öyrənilməsi..... **35***X. M. İbrahimov, A. Q. Qurbanov, F. K. Kazımov, A. F. Əkbərova* Lay sularının selektiv təcridi üçün geləmələgətirici kompozisiyanın işlənməsi və laborator tədqiqi..... **40****NEFTİN VƏ QAZIN NƏQLİ, SAXLANMASI***Ü. Z. Əliyeva, Z. S. Qədirov, A. Y. Cəmərdov* Yeraltı Qaz Anbarlarının (YQA) pik və ehtiyat növlərinin iqtisadi və texniki hesablama göstəriciləri..... **47****NEFTQAZMƏDƏN QURĞULARI***Ü. Z. Əliyeva.* Sənaye müəssisələrinin innovativ imkanlarının formalaşması..... **51**

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

*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

- M. M. Abubakar, E. H. Ahmadov*
Petrophysical analysis of Mars Field offshore
Dahomey Basin Nigeria..... **6**
- H. I. Shakarov, M. M. Rasulova, E. G. Allahverdiyev,
L. F. Hasanova.* Specifying of the geological structure
of Bulla-deniz area with two-dimensional seismic
exploration works..... **14**
- A. Sh. Eminov, V. M. Suleymanova, F. S. Ibrahimov*
Analysis of the application of new methods in the adoption
of reserves of the Garbi Absheron field..... **19**

RESERVOIR AND PETROLEUM ENGINEERING

- F. F. Ahmad, G. G. Gaibaliyev.* Stimulation of oil inflow
by isolating water inflows in the bottomhole zone..... **23**
- T. F. Ibadzada.* Investigation methods of protection from
the complications during the production in the final
stage of field development..... **28**
- A. Q. Qayibova, M. M. Abbasov*
Study of innovative water-insulating composition based
on urea-formaldehyde resin..... **35**
- Kh. M. Ibragimov, A. Q. Gurbanov, F. K. Kazimov, A. F. Akberova*
Development and laboratory test of the gelling composition
for the selective isolation of formation waters..... **40**

TRANSPORTATION, STORAGE OF OIL AND GAS

- U. Z. Aliyeva, Z. S. Gadirov, A. Y. Dzhomardov*
Technology and economic calculation UGS indicators of
peak and reserve types..... **47**

OIL AND GAS STRUCTURES AND EQUIPMENT

- U. Z. Aliyeva.* Formation of the innovative validity
of industrial enterprises..... **51**

Редакция журнала:

Главный редактор
Б.А. Сулейманов

Зам.главного редактора
Е.Ф. Велиев

Управляющий редактор
О.А. Зейналова

Выпускающий редактор

Дизайн/Графика
Т.Я. Абдуллаева

Веб-редактор
Е.Е. Мамедов

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**

М. М. Абубакар, Э. Г. Ахмедов.
Петрофизический анализ месторождения Марс
в бассейне Дагомеи, Нигерия..... **6**

*Х. И. Шакаров, М. М. Расулова, Э. Г. Аллахвердиев,
Л. Ф. Гасанова.* Уточнение геологического строения
площади Булла-дениз с помощью двухмерных
сейсмических разведочных работ..... **14**

А. Ш. Эминов, В. М. Сулейманова, Ф. С. Ибрагимов
Анализ применения новых методов при освоении
запасов месторождения Гарби Абшерон..... **19**

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Ф. Ф. Ахмад, Г. Г. Гайбалыев
Интенсификации притока нефти путём изоляции
притоков воды в призабойной зоне..... **23**

Т. Ф. Ибадзада. Анализ методов борьбы с осложнениями,
возникающими в период эксплуатации скважин на
заключительной стадии разработки..... **28**

А. Г. Гаибова, М. М. Аббасов
Исследования инновационного водо-изоляционного
состава на основе карбамид-формальдегидной смолы..... **35**

Х. М. Ибрагимов, А. Г. Гурбанов, Ф. К. Казимов, А. Ф. Акбарова
Разработка и лабораторные исследования гелеобразующей
композиции для селективной изоляции пластовых вод..... **40**

ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

У. З. Алиева, З. С. Гадиров, А. Й. Джомардов
Расчет технико-экономических показателей ПХГ
пикового и резервного типов..... **47**

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫЕ СООРУЖЕНИЯ

У. З. Алиева. Формирование инновационной состоятельности
промышленного предприятия..... **51**

PETROPHYSICAL ANALYSIS OF MARS FIELD OFFSHORE DAHOMEY BASIN NIGERIA

M. M. Abubakar^{*1}, E. H. Ahmadov²

¹Khazar University, Baku, Azerbaijan

²SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

Petrophysical evaluation of the Mars Field in the Dahomey Basin, Nigeria was done to identify and analyze petrophysical properties of the reservoirs in the field. This was achieved by the use of 3 wells from the field. This research determines the lithology, shale volume (Vsh), porosity (Φ), permeability (K), fluid saturation. Two hydrocarbon-bearing reservoirs age from three wells were identified which was then subdivided into different levels in this research. The average permeability value of the reservoirs is 20.0140md while porosity value ranges between 18%-39%. Fluid types within the reservoir were identified to be Gas, Oil, Condensate and water based on the Neutron-Density log motif. The petrophysical analysis of the field reveals that reservoir porosity ranges from 11-26%, hydrocarbon saturation ranges from 0.07-0.91, water saturation ranges from 0.93-0.09, volume of shale ranges from 0.09-0.22 and net-to-gross ranges from 0.46-0.878. From this research it was identified that the prolific reservoir within the Dahomey basin is within the Turonian and Cenomanian reservoir with good quality reservoir and producible hydrocarbon saturation.

KEYWORDS:

Dahomey/Benin Basin;
Petrophysics;
Volume of shale;
Porosity;
Water saturation;
Potential reservoir;
Turonian;
Cenomanian.

*e-mail: abubakar.mohammed@khazar.org

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200025>

1. Introduction

THIS document reviewed the hydrocarbon accumulation within the offshore Dahomey basin using composite logs. This study involves the use of readily available logs to determine rock properties, fluid content, and draw inferences about the reservoir quality within the Mars Field Dahomey Basin Nigeria. There are two main reservoir intervals: a Turonian, dominantly gas/condensate reservoir with an oil leg; and a deeper, Cenomanian oil reservoir.

MARS Field is located approximately 24 kilometers offshore western Nigeria, on the West African Transform Margin (fig. 1).

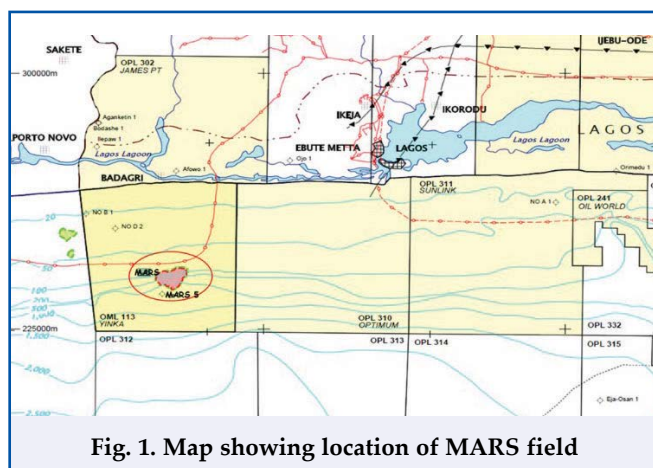


Fig. 1. Map showing location of MARS field

2. Geological settings

The MARS field is located within the Benin (Dahomey) basin which is a combination of inland, coastal and offshore basin, the onshore parts of which underlie the coastal plains of southwest Nigeria, Benin, Togo and Ghana. A faulted basement high, the Okitipupa Ridge separates Benin basin from the Niger delta basin. This transform margin is characterized by pull-apart basins which are bounded by faults. This is seen in Tano and Keta basins in Cote D'Ivoire, and Ghana and Benin basin. The major lithology of the basin is Sand, Shale and Carbonates. The sedimentary deposit can be divided into five cretaceous sequence the Nkporo Shale, Awgu Formation, Abeokuta Group, Albian Sands and Older Folded Sediment (fig. 2 and 3).

Materials and methods

The available petrophysical dataset used for MARS petrophysical review consisted basically of Well head data, log curves (LAS files), deviation surveys and well picks for MARS wells. No core data was made available for this review.

The petrophysical properties of each reservoir unit identified in this study were calculated using empirical petrophysics formular. The potential hydrocarbon reservoir was identified using gamma ray, and the fluid type were identified using resistivity logs together with neutron-density log.

Shale Volume Estimation

Generally, shale volumes were calculated from Clavier equation using gamma ray log after determining GR minimum and GR maximum values for each zone.

$$Vsh_{index} = \frac{Gr - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}} \tag{1}$$

$$Vsh_{clavier} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (Vsh_{index} + 0.7)^2} \tag{2}$$

Where Gr is the gamma ray curve reading in the zone of interest, Gr_{min} is the Gr log in 100% matrix, Gr_{max} is Gr reading in 100% shale, Vsh_{index} is linear equation and $Vsh_{clavier}$ is Clavier method equation.

Porosity Estimation

Porosity of the rock is the estimation of the pore spaces within the reservoir, while effective porosity is the estimation of the connected pore spaces in the rock. The porosity of the potential reservoir was estimated using the density log.

$$\varnothing_t = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \tag{3}$$

$$\varnothing_e = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b - V_{sh} \times (\rho_{ma} - \rho_{cl}))}{(\rho_{ma} - \rho_{fl} \times S_{xo} - \rho_{hy} \times (1 - S_{xo}))} \tag{4}$$

Where \varnothing_t – total porosity, \varnothing_e – the effective porosity, ρ_{ma} – the matrix density, ρ_b – the bulk density, ρ_{cl} – the wet clay density, ρ_{fl} – the fluid density, ρ_{hy} – the hydrocarbon density, V_{sh} – the volume of shale and S_{xo} – the flushed zone water saturation.

Water Saturation Estimation

Use Water saturation is the estimation of the water within the pore spaces in the reservoir. The water saturation was estimated using Archies equation and the resistivity of water was estimated using Pickett plot.

$$S_w = \frac{(a - R_w)^{1/n}}{(R_t - \varnothing_t^m)^{1/n}} \tag{5}$$

Where S_w is the water saturation, a is the tortuosity factor, R_w is the formation water resistivity, n is the saturation exponent, m is the cementation exponent, \varnothing_t is the total porosity.

4. Result and discussion

The wells within the Mars Field were correlated to identify the potential reservoirs. seven reservoirs were identified, five reservoirs within the Turonian zone which are the Turonian 1, Turonian 2, Turonian 3, Turonian 4, Turonian 5 (fig. 4), and two reservoirs with-

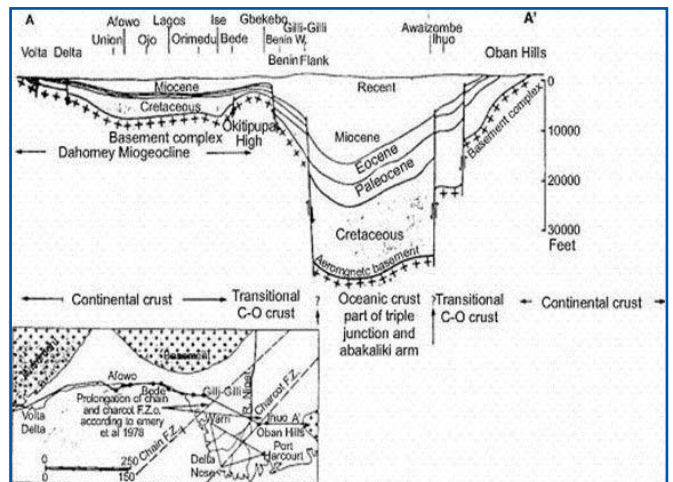


Fig. 2. East-West section showing the Tectono-stratigraphic frame work of the Benin basin and upper part of Niger-Delta basin (Whiteman, 1982)

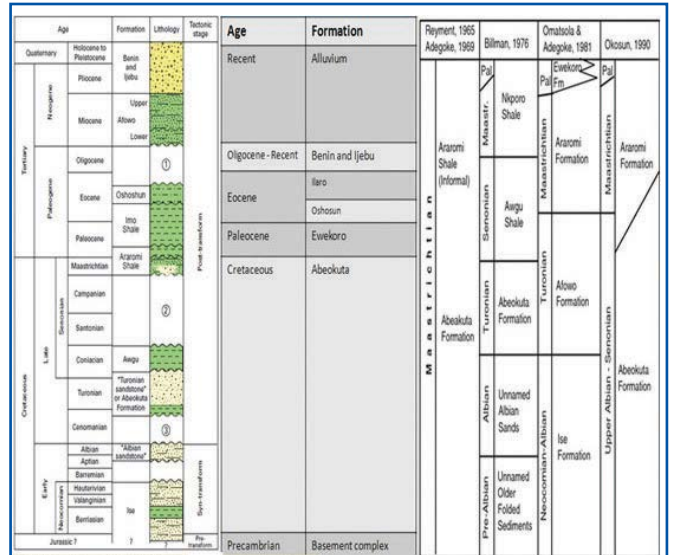


Fig. 3. Stratigraphic column work of the Benin basin

Well	Start md (m)	Stop md (m)	Start md (ft)	Stop md (ft)	Start md (ft)	Stop md (ft)	Start md (ft)	Stop md (ft)
	GR		RT		RHOB		NPNI	
Mars 5 ST1	7900	10642	7900	10642	7900	10606	7900	10606
Mars 5 ST2	4322.75	12446.5	4322.75	12446.5	9740	12379	9740	12379

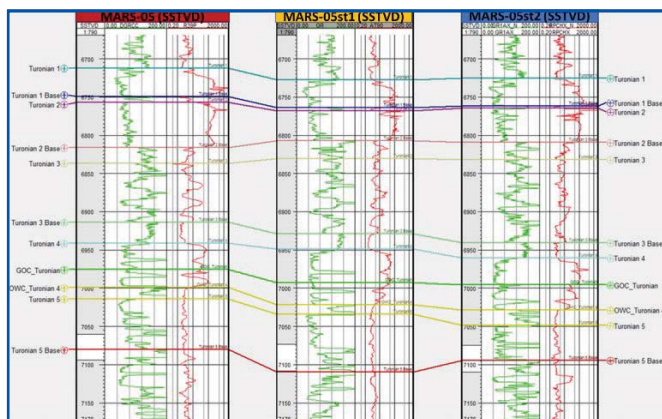


Fig. 4. Mars 5ST1 and ST2 correlation with offset well (Mars 5) in Turonian zone

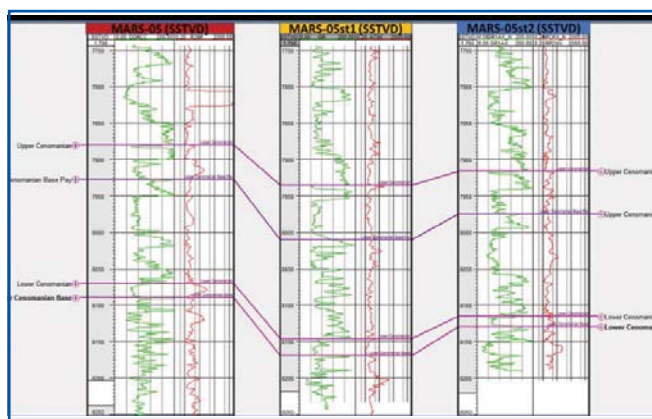


Fig. 5. Mars 5ST1 and ST2 correlation with offset well (Mars 5) in Cenomanian zone

Calculated average net properties of Mars 5ST1

Table 2

Zones	Top (TVDSS)	Bottom (TVDSS)	Reference unit	Gross	Net	Net to Gross	AV_Shale Volume	AV_Effective Porosity	AV_Effective Water Saturation	Fluid Type
Turonlan 1	6727.3	6763.71	ft	36.43	26.79	0.74	0.1	0.16	0.13	GAS ZONE
Turonlan 2	6766.5	6806.61	ft	40.09	37.13	0.93	0.1	0.18	0.12	GAS ZONE
Turonlan 3	6813.7	6928.48	ft	114.79	17.08	0.15	0.11	0.2	0.39	GAS ZONE
Turonlan 4	6951	7078.97	ft	128	50.65	0.4	0.11	0.18	0.27	OIL & GAS
Upper Cenomanian	7933.4	8010.22	ft	76.83	0	0				WET
Lower Cenomanian	8145.6	8169.45	ft	23.83	0	0				WET

Calculated average net properties for Mars 5ST2

Table 3

Zones	Top (ft Tvdss)	Bottom (ft Tvdss)	Gross (ft)	Net (ft)	Net to Gross	AV. Shale Volume	AV. Effective Porosity	AV. Effective Water Saturation	Fluid Type
Turonlan 1	6725.43	6761.91	36.48	26.05	0.71	0.11	0.25	0.09	GAS
Turonlan 2	6764.72	6809.46	44.74	41.18	0.92	0.22	0.25	0.09	GAS
Turonlan 3	6831.85	6940.71	108.86	50.16	0.46	0.13	0.21	0.35	COND.?
Turonlan 4	6960.45	7028.6	68.15	58.09	0.85	0.09	0.23	0.15	GAS & OIL
Upper Cenomanian	7916.18	7974.68	58.09	0					WET
Lower Cenomanian	8115.25	8129.06	13.81	0					WET

Calculated average net properties for Turonian 4

Table 4

Wells	Zones	Flag Name	Top (ft Tvdss)	Bottom (ft Tvdss)	Gross	Net	Net to Gross	AV. Shale Volume	AV. Effective Porosity	AV. Effective Water Saturation	Fluid Type
MARS-5 ST1	Turonlan 4	GAS PAY	6950.974	6993.174	42.2	37.008	0.877	0.119	0.176	0.246	GAS ZONE
MARS-5 ST1	Turonlan 4	OIL PAY	6993.173	7022.299	29.125	23.496	0.807	0.132	0.173	0.486	OIL ZONE
MARS-5 ST2	Turonlan 4	GAS PAY	6960.445	6996.598	36.153	31.731	0.878	0.076	0.26	0.11	GAS ZONE
MARS-5 ST2	Turonlan 4	OIL PAY	6996.598	7028.595	31.997	27.164	0.849	0.102	0.199	0.227	OIL ZONE

in the Cenomanian zone which are upper Cenomanian and Lower Cenomanian reservoir (fig. 5).

Due to unavailability of core data, average net properties have been calculated in the wells used for the evaluation by assuming the following petrophysical cut-off; volume of shale (VSH) \leq 50%, Porosity (PHIE) \Rightarrow 10% and Water Saturation (SW) \leq 60%. Table 2 -4 shows Mars 5ST1 and 5ST2 reservoir property averages by wells. Figure 6-12 shows evaluation plot of Mars 5ST1 and Mars 5ST2.

The Mars 5 ST1 average reservoir properties shows that the fluid in Turonian reservoir is oil and Gas and the Cenomanian reservoir is wet. The water saturation of the Turonian reservoir ranges from 13% to 39%, and porosity is about 16% to 20%.

The Mars 5 ST2 average reservoir properties shows that the fluid in Turonian reservoir is oil, Gas and condensate while the Cenomanian reservoir is wet. The water saturation of the Turonian reservoir ranges from 9% to 35%, and porosity is about 21% to 23%.

The Mars 5 ST1 and ST2 has oil and gas in Turonian 4, the sum average reservoir property of Turonian 4 is shown in table 4 below.

Turonian 1 Reservoir

It is Gas bearing in both MARS 05ST1 and MARS 05ST2 wells. Based on open-hole log interpretation, MARS 05ST1 logged a GUT at -6727.22ft tvdss and GDT at -6764.15ft tvdss, MARS 05ST2 logged a GUT at -6725.43ft tvdss and GDT at -6761.91ft tvdss. Figure 6-7 below shows the Log strip of Turonian 1 in MARS 05ST1 and 5ST2.

Turonian 2 Reservoir

It is Gas bearing in both MARS 05ST1 and MARS 05ST2 wells. Based on open-hole log interpretation, MARS 05ST1 logged a GUT at -6767.99ft tvdss and GDT at -6807.22ft tvdss, MARS 05ST2 logged a GUT at -6764.72ft tvdss and GDT at -6809.45ft tvdss. Figure 8-9 below shows the Log strip of Turonian 2 in MARS 05ST1 and 5ST2.

Turonian 3 Reservoir

It is Gas bearing in both MARS 05ST1 and MARS 05ST2 wells. Based on open-hole log interpretation, MARS 05ST1 logged a HUT at -6830.29ft tvdss and HDT at -6928.76ft tvdss, MARS 05ST2 logged a GUT at -6831.85ft tvdss and GDT at -6940.68ft tvdss. Figure 10-11 below shows the Log

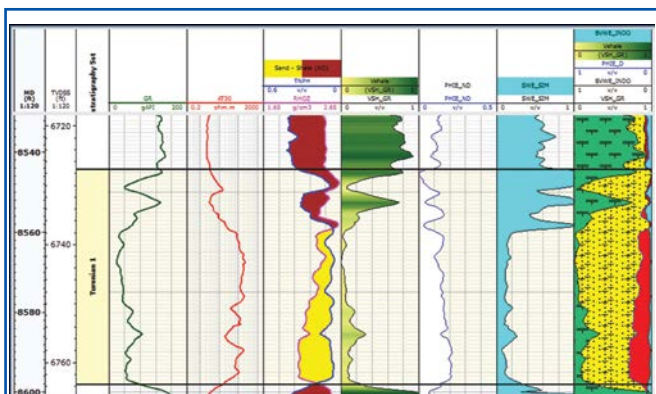


Fig. 6. Turonian 1 Evaluation plot Mars 5ST1

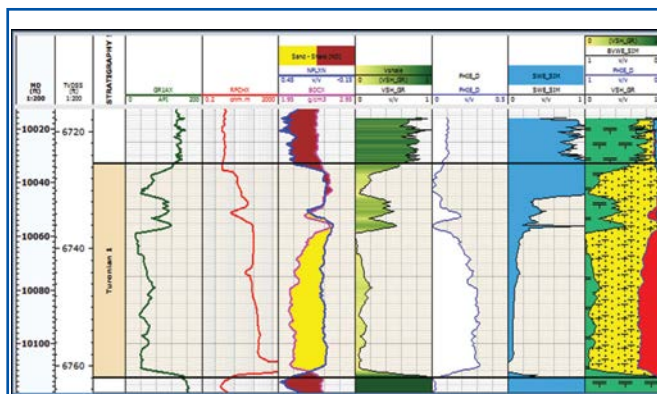


Fig. 7. Turonian 1 Evaluation plot Mars 5ST2

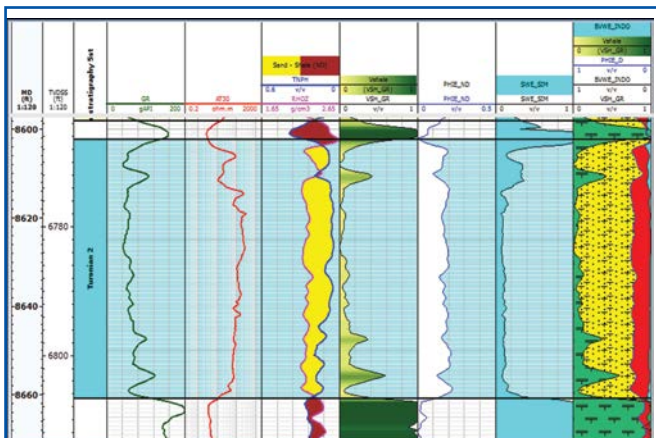


Fig. 8. Turonian 2 Evaluation plot Mars 5ST1

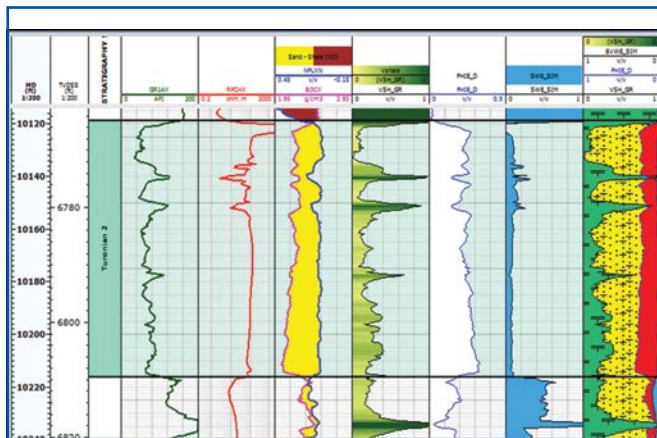


Fig. 9. Turonian 2 Evaluation plot Mars 5ST2

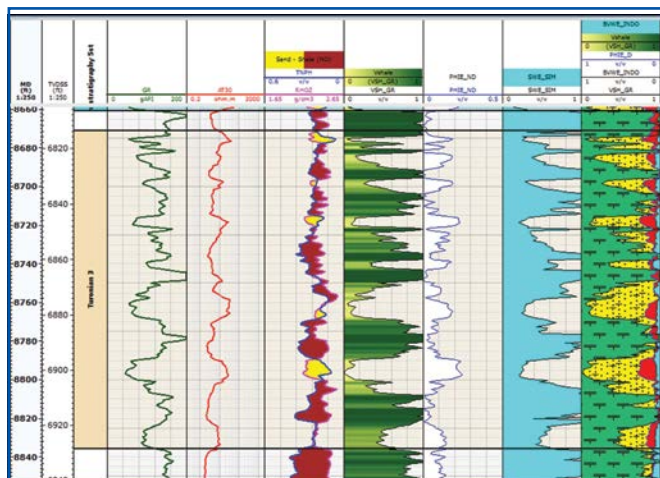


Fig. 10. Turonian 3 Evaluation plot Mars 5ST1

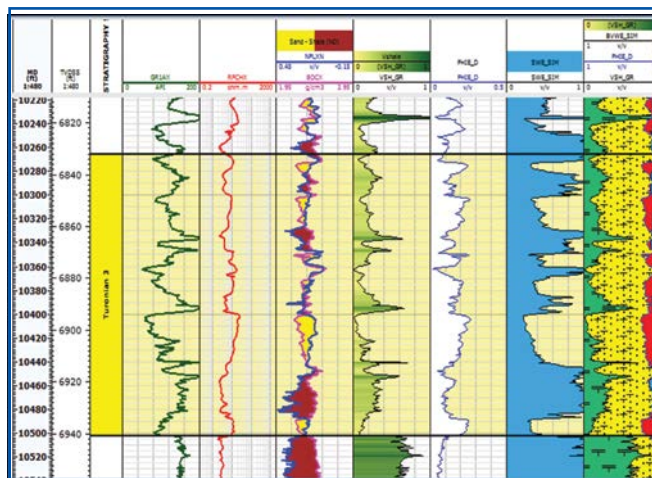


Fig. 11. Turonian 3 Evaluation plot Mars 5ST2

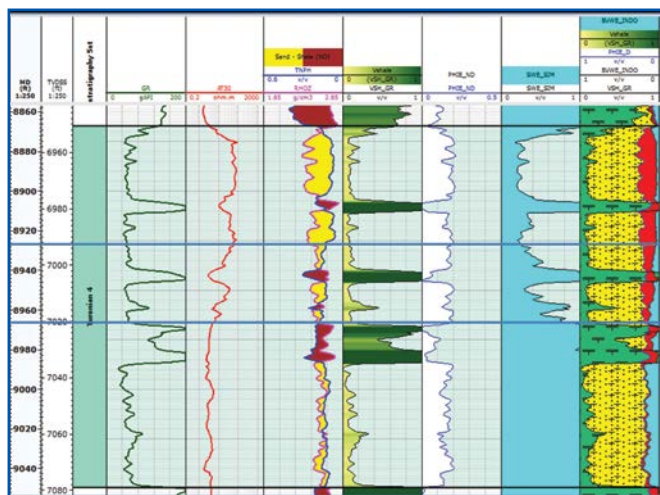


Fig. 12. Turonian 4 Evaluation plot Mars 5ST1

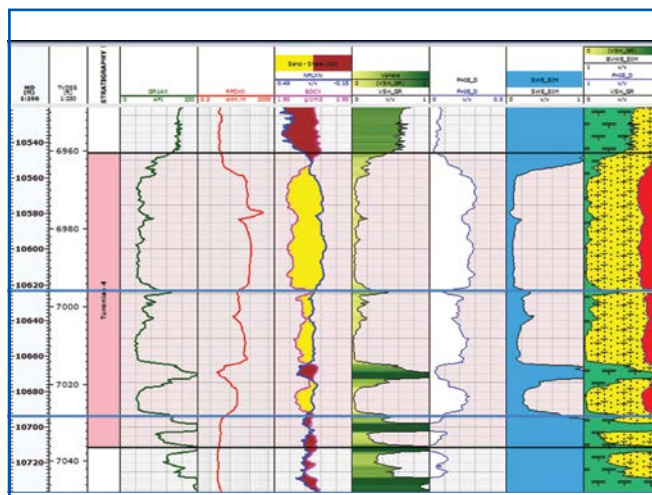


Fig. 13. Turonian 4 Evaluation plot Mars 5ST2

strip of Turonian 3 in MARS 05ST1 and 5ST2.

Turonian 4 Reservoir

It is Gas and Oil bearing in both MARS 05ST1 and MARS 05ST2 wells. Based on open-hole log interpretation, MARS 05ST1 logged a GUT at -6948.76ft tvdss,

GOC at -6992.69ft tvdss, OWC at -7023.74ft tvdss and WDT at -7031.15ft tvdss, while MARS 05ST2 logged a GUT at -6960.45ft tvdss, GOC at -6995.73ft tvdss, OWC at -7028.64ft tvdss and WDT at -7036.16ft tvdss. Figure 12-13 below shows the Log strip of Turonian 4 in MARS 05ST1 and 5ST2.

Conclusion

A Petrophysical analysis of MARS field reservoirs in MARS 5ST1 and 5ST2 wells was carried out as part of an on-going drilling program with the aim to identify and quantify hydrocarbon pay zone within the MARS 5ST1 and 5ST2 wells in the Field.

The Petrophysical evaluation techniques adopted in this project include hydrocarbon correction of porosity logs, VSH calculation from GR, calculation of SW using Modified Simandoux shaly sand model, thereby accounting for the effect of the presence of clay in the shaly sands.

Fluid contacts for the reservoirs were identified across the wells using resistivity logs.

Acknowledgment

I gratefully acknowledge the contributions of Dr. Elvin Ahmadov, for his review and advise work on the full report of this document.

References

1. Adediran, S. A., Adegoke, O. S. (1977). Evolution of the sedimentary basins of the Gulf of Guinea. In: *current research in African earth sciences (edited by matheis, G. And Schandelmeier, H.)*, Balkema Rotterdam, 283-286.
2. Adeigbe, O. C., Ola-Buraimo, A. O., Moronhunkola, A. O. (2013) Palynological characterization of the tertiary offshore Emi-1 well, Dahomey Basin, Southwestern Nigeria. *International Journal of Scientific & Technology Research (IJSTR)*, 2, 58-70.
3. Asquith G., Krygowski, D. (2004): Basic well log analysis. *AAPG Methods in Exploration Series*.
4. Adebisi, A. O. (2014). lithostratigraphy, palynostratigraphy and palynofacies indications of the depositional environments of upper cretaceous to paleogene sediments, Offshore Eastern Dahomey Basin, SW Nigeria. *Journal of Earth Science Research*, 2, 118-128.
5. Adebisi, A. O. (2015). Upper cretaceous to paleogene palynosequence stratigraphy of H-1 well offshore eastern Dahomey Basin, Southwestern Nigeria. *International Journal of Research and Innovations in Earth Science (IJRIES)*, 2, 82-88.
6. Berggren, W. A., Kent, D. V., Swisher, C. C., Aubry, M. (1995). A revised cenozoic geochronology and chronostratigraphy. In: *Geochronology Time Scales and Global Stratigraphic Correlation, SEPM Special Publication*, 54, 129 - 211.
7. Bown, P. R., Rutledge, J. A., Crux, J. A., Gallagher, L. T. (1998). Lower cretaceous. In: *Calcareous nannofossil biostratigraphy*. Bown, P. R. (ed.). Kluwer Academic Publications.
8. Billman, H. G. (1992). Offshore stratigraphy and paleontology of Dahomey (Benin) Embayment. *Nigerian Association of Petroleum Explorationists Bulletin*, 70(02), 121- 130.
9. Bralower, T. J., Leckie, R. M., Sliter, W. V., Thierstein, H. R. (1995). An integrated Cretaceous microfossils biostratigraphy. *SEPM Special Publication*, 54, 65-79.
10. Brownfield, M. E., Charpentier, R. R. (2006) Geology and total petroleum systems of the West-Central Coastal Province (7203), *West Africa. U.S. Geological Survey Bulletin*, 2207-C, 52.
11. Coker, S. L., Ejedawe, J. E. (1987). Petroleum prospects of the Benin Basin, Nigeria. *Nigeria Journal of Mining and Geology*, 34, 424-439.
12. Okosun, E. A., Alkali, Y. B. (2012). Paleocene-early eocene foraminiferal biostratigraphy of the Eastern Dahomey Basin, SW Nigeria. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 3(7), 1-11.
13. ElvsBorg, A., Dalode, J. (1985). Benin hydrocarbon potential looks promising. *Oil and Gas Journal*, Feb. 11, 126-131.
14. Gradstein, F., Ogg, J. G., Smith, A. G. (2004). Cenozoic time scale (mesozoic and cenozoic sequence stratigraphy of European Basins. *SEPM Special Publication 60*, Cambridge University Press.
15. Fadiya, S., Ojoawo, E. A. (2015). Foraminiferal biostratigraphy and paleoenvironmental analyses of sediments from Folu-1 Borehole, Ibeju-Lekki, Lagos State, Nigeria. *Ife Journal of Science*, 17, 477-492.
16. Billman, H. G. (1976). Offshore stratigraphy and paleontology of the Dahomey embayment. In: *Proceedings of the 7th African Micropaleontological Colloquium, March 16-28, Ile-Ife, Nigeria*, 27-42.
17. Gebhardt, H., Adekeye, O. A., Akande, S. O. (2010). Late paleocene to initial eocene Dahomey Basin, Southwestern Nigeria. *Jahrbuch der Geologischen Bundesanstalt*, 407-419.
18. Gebhardt, H. (1998). Benthic foraminifera from the Maastrichtian lower Mamu Formation near Leru (southern Nigeria): Paleocology and paleogeographic significance. *Journal of Foraminiferal Research*, 28, 76-89.
19. Jan Du Chene, R. E. (1977). Some new pollen species of the upper Maastrichtian Tar Sand, Abeokuta Formation, Southern Nigeria. *Revista Española de Micropaleontología*, 9(2), 191-201.
20. Jones, H. A., Hockey, R. D. (1964). Geology of parts of Southwestern Nigeria. *Bulletin (Geological Survey of Nigeria)*, 31.
21. Kaki, C., d'Almeida, G. A. F., Yalo, N., Amelina, S. (2012). Geology and petroleum systems of the Offshore Benin Basin (Benin). *Oil & Gas Science and Technology—Revue IFP Energies Nouvelles*, 68, 363-381.
22. Oyebamiji, S. A. (1997). Calcareous nannofossil biostratigraphy of a well in the Niger Delta, Nigeria. *Thesis M.Sc. London: Department of Geology University College*.
23. Omatsola, M. E., Adegoke, O. S. (1981). Tectonic evolution and Cretaceous stratigraphy of the Dahomey Basin. *Journal of Mining Geology*, 18(1), 130-137.
24. Posamentier, H. W. (2000). Seismic stratigraphy into the next millennium; a focus on 3D seismic data. *AAPG Annual Convention, New Orleans*, 9, A118.
25. Peter, S. O., Abdulquadi, O. A. (2018). Reservoir characterization and structural mapping of UVO field, onshore Niger Delta using well logs and 3-D seismic data. *Journal of Scientific and Engineering Research*, 5(6), 17-24.

26. Princeton Dim, C. I., Onuoha, K. M. (2017). Insight into sequence stratigraphic and structural framework of the onshore Niger Delta Basin: Integrating well logs, biostratigraphy, and 3D seismic data. *Arabian Journal of Geosciences*, 10(14).
27. Rotimi, O. J., Adeoye, T. O., Ologe, O. (2013). Petrophysical analysis and sequence stratigraphy: appraisal from well logs of 'Bob' field, South-Eastern Niger delta. *Journal of Emerging Trends in Engineering and Applied Science (JETEAS)*, 4(2), 219-225.
28. Adediran, S. A., Adegoke, O. S. (1987). Evolution of the sedimentary basins of the Gulf of Guinea. In: Current research in Africa earth sciences. Matheis and Schandeimeir (eds). *Balkema, Rotterdam*.
29. (2010). SAPETRO South Atlantic Petroleum. Benin Bloc 1 / Seme Petroleum System, Report, 8 p.
30. (1989). Schlumberger, Log Interpretation Principles/Applications, Schlumberger Well Services. *Houston*, 241 p.
31. Varol, O. (1998). Paleogene. In: Calcareous nannofossil biostratigraphy. Bown, P. R. (ed.). *Kluwer Academic Publications*.
32. Vail, P. R., Michum, R. M. JR., Todd, R. G., et al. (1977). Is there a role for sequence stratigraphy in chronostratigraphy? LELID, W. G., Seismic stratigraphy and global changes of sea level. In: *Payton, C. E., Ed., Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration*, 49-212. *American Association of Petroleum Geologists Memoir 26*.
33. Vail, P. R., Hardenbol, J., Todd, R. G., (1984). Jurassic unconformities, chronostratigraphy, and sea-level changes from seismic stratigraphy and biostratigraphy. In: *Interregional unconformities and hydrocarbon accumulation*. Schlee, J. S. (ed.). *AAPG Memoir 36*.
34. Young, J. R. (1998). Neogene. In: *Calcareous nannofossil biostratigraphy*. Bown, P. R. (ed.). *Kluwer Academic Publications*.

Петрофизический анализ месторождения Марс в бассейне Дагомеи, Нигерия

M. M. Abubakar¹, Э. Г. Ахмедов²

¹Университет Хазар, Баку, Азербайджан

²SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Петрофизическая оценка месторождения Марс в бассейне Дагомеи, Нигерия, была проведена для выявления и анализа петрофизических свойств коллекторов месторождения. Это было достигнуто за счет использования 3-х скважин с месторождения. Эти исследования определяют литологию, объем сланца (V_{sl}), пористость (Φ), проницаемость (K), флюидонасыщенность. Были выявлены два возрастных резервуара углеводородов из трех скважин, которые затем были разделены на разные уровни в этом исследовании. Среднее значение проницаемости коллекторов составляет 20.0140 мД, а значение пористости колеблется в пределах 18-39%. Типы флюидов в резервуаре были идентифицированы как газ, нефть, конденсат и вода на основе логарифма плотности нейтронов. Петрофизический анализ месторождения показывает, что пористость коллектора колеблется в пределах 11-26%, насыщенность углеводородами колеблется в пределах 0.07-0.91, водонасыщенность колеблется в пределах 0.93-0.09, объем сланца колеблется в пределах 0.09-0.22, а отношение нетто-к-валу колеблется в пределах 0.46-0.878. В результате этого исследования было установлено, что продуктивный коллектор в бассейне Дагомеи находится в пределах туронского и сеноманского коллектора с коллектором хорошего качества и продуктивной насыщенностью углеводородами.

Ключевые слова: бассейн Дагомея/Бенин; петрофизика; объем сланцев; пористость; водонасыщенность; потенциальный резервуар; турон; сеноман.

Nigeriyanın Dahomey hövzəsinin Mars sahəsinin petrofiziki təhlili

M. M. Abubakar¹, E. H. Əhmədov²

¹Xəzər Universiteti, Bakı, Azərbaycan

²SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Nigeriyanın Dahomey hövzəsindəki Mars sahəsinin petrofiziki qiymətləndirilməsi yatağın petrofiziki xüsusiyyətlərini müəyyən edilməsi və təhlili məqsədilə aparılmışdır. Buna yataqda qazılmış 3 quyu məlumatının istifadəsi ilə nail olunmuşdur. Bu tədqiqat litologiyarı, şist (gil) həcmi (V_{sh}), məsaməliliyi (Φ), keçiriciliyi (K), maye doymululuğunu müəyyən edir. Üç quyuda da iki karbohidrogenlə doymuş lay müəyyən edilmiş və sonra bu tədqiqat müxtəlif hissələrə bölünmüşdür. Layların orta keçiriciliyi 20.0140 mD, məsaməlilik isə 18-39% arasında dəyişir. Laylar daxilində maye növlərinin Neytron Sıxlığı əsasında Qaz, Neft, Kondensat və su olduğu müəyyən edilmişdir. Yatağın petrofiziki təhlili göstərir ki, lay məsaməliliyi 11-26%, karbohidrogenlə doyma 0.07-0.91, su ilə doyma 0.93-0.09, şist həcmi 0.09-0.22, məsaməlik 0.46-0.878 aralığında dəyişir. Bu tədqiqatdan müəyyən edilmişdir ki, Dahomey hövzəsi daxilində məhsuldar yataqlar yaxşı keyfiyyətli lay və çıxarılabilən karbohidrogenlə doymuş Turon və Senoman kollektorları daxilindədir.

Açar sözlər: Dahomey/Benin hövzəsi; petrofizika; şist həcmi; məsaməlilik; su ilə doyma; potensial lay; Turon; Senoman.

İKİÖLÇÜLÜ SEYSMİK KƏŞFİYYAT İŞLƏRİ İLƏ BULLA-DƏNİZ SAHƏSİNİN GEOLOJİ QURULUŞUNUN DƏQİQLƏŞDİRİLMƏSİ

H. İ. Şəkərov*¹, M. M. Rəsulova², E. Q. Allahverdiyev³, L. F. Həsənova²¹«Neftqazemitədiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan²Azərbaycan Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan³SOCAR, GGI, «Kəşfiyyatgeofizika» İB, Bakı, AzərbaycanSpecifying of the Geological Structure of Bulla-Deniz Area with Two-Dimensional Seismic Exploration Works
H. I. Shakarov*¹, M. M. Rasulova², E. G. Allahverdiyev³, L. F. Hasanova²¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan²Azerbaijan State Oil and Industrial University, Baku, Azerbaijan³SOCAR, DGG, «Exploration Geophysics» Production Union, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

In the article reflects the tasks of specifying the geological structure of the site as a result of the analysis of two-dimensional (2D) seismic survey data carried out in the Bulla-deniz area. On the basis of the studies carried out, the shape and dimensions of the Bulla-deniz structure, the planned state and amplitudes of tectonic faults were specified. It has been established that the structure is elongated in the NW-SE direction and changes its direction to the east in the area of the mud volcano. The seismic profile sections show that the seismic record is represented by a weak, sometimes chaotic, complex wave pattern due to the activity of a mud volcano and disjunctive disturbances in the area representing the southern crest part of the structure. There is rarefaction of isohypses from the northern crest part of the Bulla structure in the direction of the SE and NW of the pericline.

KEYWORDS:

Seismic exploration;
Geological structure;
Productive Layer;
Tectonic plift;
Seismic profile.

*e-mail: hafiz.shekerov@socar.az

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200026>

Bulla-dəniz yatağı Bakı arxipelaqının şimal hissəsində, Səngəçal-dəniz - Duvannı-dəniz - Xərə-Zirə adası yatağından 10 km cənub-şərqdə yerləşir.

Bulla-dəniz sahəsində geoloji-geofiziki işlərə 1951-ci ildən başlanılmış, 1951-1956-cı illərdə aparılmış seysmik kəşfiyyat işləri əsasında burada tektonik qalxım aşkar edilmişdir. 1955-1970-ci illərdə struktur-xəritəalma qazılması, 1965-ci ildən axtarış və dərin kəşfiyyat qazılması işləri həyata keçirilmişdir. 1973-cü ildə 18 sayılı quyuda sınaq zamanı VII horizontun 4601-4578 m dərinlik intervalından qaz-kondensat alınması ilə yataq aşkar olunmuşdur. Sonralar quyularda aparılmış sınaq işlərinin nəticələrinə görə qırıq şimal-şərq qanadında sənaye əhəmiyyətli neft-qazlılığın olması müəyyən edilmişdir. Bulla-dəniz yatağının geoloji kəsilişində Məhsuldar Qat (MQ), Ağcagil və Dördüncü dövr çöküntüləri iştirak edir [1-3].

MQ çöküntülərinin kəsilişi quyularla Qırmakı dəs-təsinin yuxarılarına kimi açılmışdır. MQ çöküntüləri Abşeron və Küryanı fasiyalarda intişar etmişdir. MQ-nin kəsilişi iki hissəyə bölünür: 3300 m-lik gilli üst hissə və V horizontun tavanından aşağıda yerləşən, Abşeron tipli fasiya və perspektivliyi ilə seçilən alt hissə.

Ağcagil mərtəbəsi əsasən gilli laylardan ibarət olub, qalınlığı 70 m təşkil edir.

Dördüncü dövr çöküntüləri Qədim Xəzər və müasir dəniz çöküntü kompleksindən ibarət olub, 650 m-ə qədər qalınlığa malikdir. Abşeron mərtəbəsinin kəsilişində gillər üstünlük təşkil edir, qum və gilli qum layları da vardır. Ümumi qalınlıq 800 m-dir.

Bulla-dəniz strukturu şimal-qərb - cənub-şərq istiqamətində uzanan, asimmetrik braxiantiklinaldır. Onun şimal-şərq qanadı 12-22°, cənub-qərb qanadı 11-22° yatım bucaqları ilə səciyyələnir. Strukturun şimal-qərb periklinalı və şimal-şərq qanadı dar sinklinal vasitəsilə Xərə-Zirə adası qalxımının cənub-qərb qanadından ayrılır, cənub-qərb qanadı isə geniş Kiçikdağ sinklinalına keçir. Bulla-dəniz qırıqığı uzununa və eninə tektonik pozulmalarla mürəkkəbləşmiş və bir sıra tektonik bloklara parçalanmışdır. Yataq üzrə karbohidrogen ehtiyatlarının paylanması bu qırılmaların böyük rolu olmuşdur.

Bulla-dəniz yatağı sahəsində neft-qazlılıq MQ-nin V, VII və VIII horizontları ilə əlaqədardır. Cənub-qərb qanadda bu horizontlar quyularda açılmadığından onların neft-qazlılığı məlum deyil. Bulla-dəniz yatağı ərazisində geoloji kəsilişin V horizontdan yuxarıda olan hissəsi sənaye əhəmiyyətli neft-qazlılığa malik deyildir.

Yuxarıda qeyd olunanlardan göründüyü kimi,

Bulla-dəniz sahəsində uzun müddət axtarış-kəşfiyyat və geofiziki tədqiqat işlərinin aparılmasına baxmayaraq, ərazinin geoloji quruluşu və lay dəstələrinin neftlilik-qazlılığı barədə birmənalı fikir söyləmək mümkün olmamışdır. Bu səbəbdən də 2012 və 2016-2017-ci illərdə Bulla-dəniz sahəsində ikiözlü seysmik kəşfiyyat işləri yerinə yetirilmişdir [4, 5].

Tədqiqat sahəsində seysmik dalğa sahəsinə bir sıra seysmogeoloji amillər mənfi təsir etmişdir. Bunlara misal olaraq, strukturun CŞq periklinalının tağa yaxın hissəsində palçıq vulkanı və onun brekçiyalarının mövcudluğunu, geoloji kəsilişin tektonik pozulmalarla mürəkkəbləşməsinə, layları təşkil edən süxurların litoloji dəyişkənliyi, layların dik bucaq altında yatmasını, eyni zamanda platforma və estakadaların yaratdıqları maneə dalğalarını göstərmək olar. Bunlara baxmayaraq, uğurlu seçilmiş emal qrafının tətbiqi nəticəsində qeyd olunan mənfi amillərin seysmik dalğa sahəsinə təsirini minimuma endirmək mümkün olmuşdur. İlk növbədə emal proseduralarının parametrlərinin testlənməsi və emal qrafının tərtib edilməsi işləri həyata keçirilmişdir. Bundan sonra naviqasiya məlumatları əsasında profillərin həndəsi parametrləri hesablanmış, seysmik yazılar redaktə olunmuş, müntəzəm və müxtəlif süzgəcləmələrin tətbiqi nəticəsində müşahidə olunan seysmik dalğa sahəsi maneə dalğalarından (o cümlədən reverberasiya dalğalarından) təmizlənmişdir. Kiçik sürətlər zonasına görə statik, bundan sonra kinematik düzəlişlər tətbiq edilmişdir. Ayrı-ayrı piketlərdə əks faza ilə qeyd olunan dalğalara düzəlişlər verilmiş, müxtəlif texnogen amillərin profillərdə qeyd olunan təsirləri aydınlaşdırılmış və imkan daxilində dəf edilmişdir. Bütün bunlar ayrı-ayrı vaxt intervallarında qeyd olunan dalğaların profil boyu korrelyasiyasını və sinfaz oxlarının izlənməsini xeyli yaxşılaşdırmışdır. 2D profillərində qeydə alınmış seysmik yazının uzunluğu 8 san. olmuşdur ki, bu da daha dərin qatlardan əksolunan dalğaların (VIII və QA) izlənməsinə imkan vermişdir.

Müxtəlif emal qraflarının tətbiqindən sonra alınmış zaman kəsilişlərinə əsasən qeyd etmək olar ki, Bulla-dəniz strukturunun tağa yaxın və tağətərafı hissələrində palçıq vulkanının və qırılmaların fəaliyyəti nəticəsində layların ilkin yatım forması xeyli pozulmuşdur. Bu səbəbdən də zaman və dərinlik kəsilişlərində bu hissələr xaos əksolunmalarla səciyyələnir və sahənin həmin hissələri mürəkkəb seysmik məlumatlar zonası kimi qiymətləndirilir (şək. 1). Palçıq vulkanından başqa, sahə, həmçinin müxtəlif istiqamətli və amplitudalı çoxsaylı tektonik qırılmalarla mürəkkəbləşmiş və bu qırılmalar sahəni ayrı-ayrı bloklara ayırmışdır. Qırılmalar ətrafında sahənin mürəkkəb geoloji quruluşu malik olması seysmik horizontların izlənməsini bir qədər çətinləşdirmiş, bəzi hallarda isə seysmik yazıların keyfiyyətinə mənfi təsir göstərmişdir.

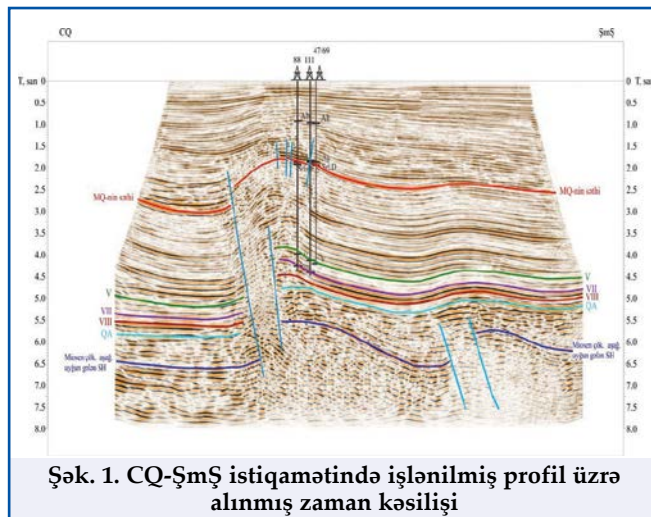
Bu səbəbdən də, palçıq vulkanı brekçiyasının yayıldığı sahədə və qırılma zonalarından keçən zaman kəsilişlərində əksolunan dalğa cəbhələrinin dinamik parametrləri dəyişkənliyə məruz qalmış və burada sinfaz dalğa cəbhələrinin birmənalı korrelyasiyası qısa intervallarda aparılmışdır.

Zaman kəsilişlərində seysmik dalğa mənzərəsi sahə boyu müxtəlifliyi ilə səciyyələnir. Belə ki, seysmik yazının məlumatlılığı əsasən strukturun qanadlarında, periklinalında, sinklinal və onun yamaclarında yüksək olub və dalğa mənzərəsi nisbətən sadə xüsusiyyətlərlə təmsil olunur. Qırıqıqın tağ və tağətərafı hissələrində müxtəlif tektonik mürəkkəbləşmələrin (dik yatım, müxtəlif növ pozulmalar, palçıq vulkanları brekçiyaları və s.) mövcud olması səbəbindən seysmik yazının zəifləməsi müşahidə edilir.

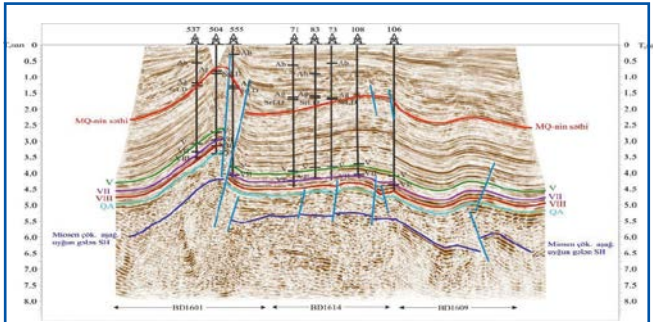
Zaman kəsilişlərini aşağıdan yuxarıya doğru əksolunan dalğaların sinfaz oxlarının konfigurasiyasına və vaxt kəsilişlərinin dinamik xüsusiyyətlərinə görə üç intervala bölmək olar. MQ-nin aşağılarına uyğun (QA) SH-nin tavanına qədər alt, ondan Suraxanı lay dəstəsinin tavanınadək orta və sonuncudan dəniz dibinə qədər üst interval.

Alt vaxt intervalı MQ-nin altında yatan çöküntülərdən alınan, bəzən müntəzəm izlənen, bəzən birmənalı dəyərləndirilməsi mümkün olmayan, bəzən də bir qədər xaos olan əksolmalardan ibarətdir. Bu çöküntülər yuxarıda yatan çöküntülərlə kəskin bucaq uyğunsuzluğu əmələ gətirir.

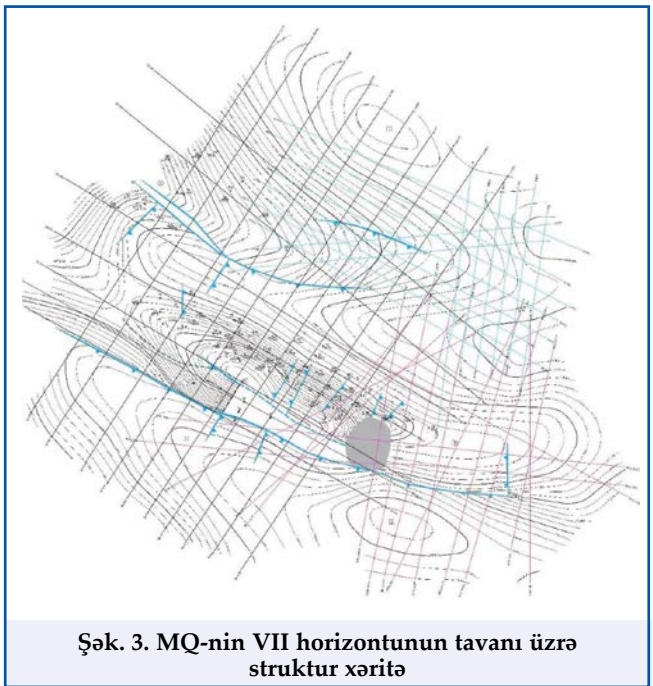
Orta vaxt intervalı MQ çöküntüləri ilə təmsil olunmuşdur. Seysmik yazının xarakteri, dalğaların tezliyi, sinfaz oxlarının davamiyyəti və forması interval hüdudlarında daimi deyil. Bu intervalın seysmik horizontları yuxarı və aşağı intervallardan öz paralelliyi, uyğun yatımı və daha davamiyyətli sinfaz oxları ilə fərqlənilir. Strukturun tağ və tağyanı hissələrində sinfaz oxları zəifləyir ki, bu da tədqiqat sahəsində geniş yayılmış palçıq vulkanının və qırılmaların möv-



Şək. 1. CQ-ŞmŞ istiqamətində işlənmiş profil üzrə alınmış zaman kəsilişi



Şək. 2. Seysmik horizontların stratiqrafik bağlanması



Şək. 3. MQ-nin VII horizontunun tavanı üzrə struktur xəritə

cudluğu ilə əlaqədardır.

Üst vaxt intervalı Ağcağıl, Abşeron və Dördüncü dövrün digər çöküntülərini xarakterizə edir. Bu intervalın horizontları həm yüksək tezlikli, həm də altıda yatan çöküntülərlə öz aralarında bucaq uyğunsuzluğunun olması ilə seçilir.

Seysmik dalğa sahəsində horizontların davamlı izlənməsini nəzərə alaraq, tədqiqat sahəsində MQ-nin səthi, MQ-nin V, VII, VIII, QA horizontları və

Miosen çöküntülərinin aşağıları da daxil olmaqla, 6 seysmik horizont (SH) üzrə korrelyasiya işləri yerinə yetirilmişdir. Seysmik horizontların stratiqrafik mənsubiyyəti seysmik məlumatların quyu məlumatları ilə uzlaşdırılması ilə yerinə yetirilmişdir. Quyulararası və quyuların olmadığı sahələrdə horizontların korrelyasiyası əksolunan dalğa sahəsinin dinamik parametrlərindən istifadə edilməklə aparılmışdır (şək. 2).

İzlənmiş və korrelyasiya edilmiş seysmik horizontlara görə müvafiq struktur xəritələr tərtib olunmuşdur. Məhsuldar qatın VII horizontunu əks etdirən seysmik horizont üzrə tərtib edilmiş struktur xəritədə (şək. 3) Bulla-dəniz strukturu mürəkkəb quruluşlu, bir qədər asimmetrik braxiantiklinal kimi xarakterizə olunur. Strukturun tağı 4950-5850 m izohipsləri ilə əks olunmuşdur. Strukturun CŞq periklinalının qərb hissəsi palçıq vulkanı ilə mürəkkəbləşdiyindən, burada izohipslərin konfigurasiyasının bir qədər dəyişdiyi müşahidə olunur. Bulla-dəniz strukturu təqribən uzanma oxu istiqamətində, əks fay tipli qırılmalarla mürəkkəbləşmişdir.

Uzununa oxu istiqamətli qırılmalardan başqa, strukturun ŞŞq və CQ qanadları en oxu istiqamətli qırılmalarla da mürəkkəbləşmişdir. Qırılmalar nəticəsində qanad qırılıb-enmə və qırılıb-qalxmaya məruz qalmış və nəticədə yaranmış bloklar ayrı-ayrılıqda tektonik ekranlaşmış tələlər ola bilər. Qeyd olunan əlamətlər digər horizontlar üzrə tərtib olunmuş struktur xəritələrdə də öz əksini tapmışdır.

Beləliklə yerinə yetirilən tədqiqatlar əsasında Bulla-dəniz strukturunun forma və ölçüləri, tektonik qırılmaların plan vəziyyəti və amplitudaları dəqiqləşdirilmişdir. Strukturun ŞQ-CŞq istiqamətində uzanaraq, palçıq vulkanı rayonunda istiqamətini şərqlə doğru dəyişməsi müəyyən edilmişdir. Seysmik profillərin kəsilişlərində strukturun cənub tağyanı hissəsini əks etdirən sahədə palçıq vulkanının və dizyunktiv dislokasiyaların fəaliyyəti səbəbindən seysmik yazının zəif, bəzən xaotik, mürəkkəb dalğa mənzərəsi ilə təmsil olunması göstərilmişdir. Bulla strukturunun şimal tağyanı hissəsindən CŞq və ŞQ periklinalına doğru izohipslərin seyrəlməsi müşahidə olunur. Bu amili seysmik dalğa sahəsinin mühitdə yayılma sürətinin azalması ilə əlaqələndirməklə, burada qaz yığımının olması haqqında fikir söyləmək olar.

Ədəbiyyat

1. Qənbərov, Y. H., Şəkərov, H. İ. (2009). Azərbaycanın neft-qaz yataqları üzrə sorğu məlumat kitabının nəşrə hazırlanması. Mövzu üzrə hesabat. *Bakı: NQETLİ.*
2. Əhmədov, H. Ə., Salayev, C. H., Bağırzadə, F. M. (1973). Azərbaycan neft və qaz yataqlarının geologiyası. *Bakı: Elm.*
3. Алиханов, Э. Н. (1978). Геология Каспийского моря. *Баку: ЕЛМ.*
4. Borovikova, A. Y. və b. (2013). Bakı arxipelağı ANQR-nin Bulla-dəniz sahəsində aparılmış 2D seysmik kəşfiyyat işlərinin hesabı. *Bakı: KGİB-nin fondu.*
5. Əbilhəsənova, L. C., Məmmədova, S. R., Allahverdiyev, E. Q. (2013). Bakı arxipelağı ANQR-in Bulla-dəniz sahəsində aparılmış ikiölçülü (2D) seysmik kəşfiyyat işlərinin hesabı. *Bakı: KGİB-nin fondu.*

References

1. Ganbarov, Y. H., Shakarov, H. I. (2009). Azerbaijanin neft-qaz yataqlari uzre sorgu melumat kitabinin neshre hazirlanmasi. Movzu uzre hesabat. *Bakı: NQETLİ.*
2. Ahmedov, H. A., Salayev, C. H., Bagirzade, F. M. (1973). Azerbaijan neft ve qaz yataqlarinin geologiyasi. *Bakı: Elm.*
3. Alihanov, E. N. (1978). Geologiya Kaspiskogo morya. *Baku: Elm.*
4. Borovikova, A. Y. ve b. (2013). Baki arxipelaqi ANQR-nin Bulla-deniz sahesinde aparilmish 2D seysmik keshfiyyat ishlerinin hesabatı. *Bakı: KGİB-nin fondu.*
5. Abilhasanova, L. C., Mammadova, S. R., Allahverdiyev, E. Q. (2013). Baki arxipelaqi ANQR-in Bulla-deniz sahesinde aparilmish ikiolchulu (2D) seysmik keshfiyyat ishlerinin hesabatı. *Bakı: KGİB-nin fondu.*

Уточнение геологического строения площади Булла-дениз с помощью двумерных сейсмических разведочных работ

Х. И. Шакаров¹, М. М. Расулова², Э. Г. Аллахвердиев³, Л. Ф. Гасанова²

¹НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

²Азербайджанский государственный университет нефти и
промышленности, Баку, Азербайджан

³SOCAR, УГГ, ПО «Разведочная Геофизика», Баку, Азербайджан

Реферат

В статье отражены задачи уточнения геологического строения участка в результате анализа данных двумерной (2D) сейсморазведки, проведенной на площади Булла-дениз. На основании проведенных исследований уточнены форма и размеры структуры Булла-дениз, плановое состояние и амплитуды тектонических разломов. Установлено, что структура вытянута в направлении СЗ-ЮВ и меняет свое направление на восток в районе грязевого вулкана. На разрезах сеймопрофилей показано, что сейсмическая запись представлена слабой, местами хаотичной, сложной волновой картиной, обусловленной деятельностью грязевого вулкана и дизъюнктивными нарушениями в районе, представляющем южную присводовую часть структуры. Наблюдается разрежение изогипсов от северной присводовой части структуры Булла в направлении ЮВ и СЗ периклинали.

Ключевые слова: сейсморазведка, геологическое строение, продуктивная толща, тектоническое поднятие, сейсмический профиль.

İkiölçülü seysmik kəşfiyyat işləri ilə Bulla-dəniz sahəsinin geoloji quruluşunun dəqiqləşdirilməsi

H. İ. Şəkərov¹, M. M. Rasulovalı², E. Q. Allahverdiyev³, L. F. Həsənova²

¹«Neftqazəlmütədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

²Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

³SOCAR, GGI, «Kəşfiyyatgeofizika» İB, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə Bulla-dəniz sahəsində aparılmış ikiölçülü (2D) seysmik kəşfiyyat işlərinin məlumatlarının təhlilinin nəticəsində ərazinin geoloji quruluşunun dəqiqləşdirilməsi məsələləri öz əksini tapmışdır. Yerinə yetirilən tədqiqatlar əsasında Bulla-dəniz strukturunun forma və ölçüləri, tektonik qırılmaların plan vəziyyəti və amplitudaları dəqiqləşdirilmişdir. Strukturun ŞQ-CŞq istiqamətində uzanaraq, palçıq vulkanı rayonunda istiqamətini şərqi doğru dəyişməsi müəyyənləşdirilmişdir. Seysmik profillərin kəsilişlərində strukturun cənub tağyanı hissəsini əks etdirən sahədə palçıq vulkanının və dizyunktiv dislokasiyaların fəaliyyəti səbəbindən seysmik yazının zəif, bəzən xəotik, mürəkkəb dalğa mənzərəsi ilə təmsil olunması göstərilmişdir. Bulla strukturunun şimal tağyanı hissəsindən CŞq və ŞQ periklinalına doğru izohipslərin seyrəlməsi müşahidə olunur.

Açar sözlər: seysmik kəşfiyyat; geoloji quruluş; Məhsuldar Qat; tektonik qalxım; seysmik profil.

QƏRBI ABŞERON YATAĞININ EHTİYATLARININ
MƏNİMSƏNİLMƏSİNDƏ YENİ ÜSULLARIN TƏTBİQİNİN TƏHLİLİA. Ş. Eminov*¹, V. M. Süleymanova¹, F. S. İbrahimov²¹«Neftqazəlmətdiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan²Abşeronneft NQÇİ, Bakı, Azərbaycan

Analysis of the Application of New Methods in the Adoption of Reserves of the Garbi Absheron Field

A. Sh. Eminov*¹, V. M. Suleymanova¹, F. S. Ibrahimov²¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan²Absheronneft NQCI, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

One of the main tasks facing the oil and gas industry of our republic is the issue of increasing and maintaining oil and gas production rates. The use of traditional impact methods does not allow to fully realize the existing potential of reserves that are difficult to extract. The article provides an analysis of the increase in production due to the drilling of wells completed with a ready-made filter on the example of the «Garbi Absheron» field.

KEYWORDS:

Field;
Hard-to-recover reserves;
Production;
Well; Filter.

*e-mail: adalat.eminov@socar.az<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200027>

Ölkəmizdə neft-qaz hasilatının stabil saxlanması və qismən artırılması neft sənayesi qarşısında duran əsas məsələlərdən biridir. Bu istiqamətdə aparılan tədbirlərdən daha müsbət nəticələr əldə etmək məqsədilə müxtəlif yanaşmalardan (məsələn: qalıq ehtiyatlara malik aşkar edilmiş yeni sahələrin işlənməyə cəlb edilməsi, ikinci dərəcəli təsir üsulları, yeni quyuların qazılması və s.) istifadə olunur. Nəzərə alsaq ki, qalıq ehtiyatların əhəmiyyətli hissəsi çətin çıxarılabılən ehtiyatlar qrupuna aiddir, onda daha səmərəli nəticələr əldə etmək üçün yanaşmaların istiqaməti daha dərinlən təhlil edilməlidir. Təcrübələr göstərir ki, EÇÇB (ehtiyatı çətin çıxarılabılən) yataqlarda ənənəvi tədbirlərin tətbiqi qənaətbəxş nəticələr vermir.

Belə yataqların ilkin işlənmə dövrlərində işlənmə templəri çox aşağı (1-1.5%-dən kiçik) olduğundan, əksəriyyətinin uzun müddət istismarda olmasına baxmayaraq, hal-hazırda onların kollektorlarında böyük miqdarda qalıq ehtiyatlar qalmaqdadır. Nəticədə cari neftvermə əmsalları bir qayda olaraq 0.15-0.20 təşkil edir. Məhz bu baxımdan belə yataqlarda işlənmənin səmərəliliyini artırmaq üçün yataqların kollektor xüsusiyyətlərini, neftlərin fiziki-kimyəvi xüsusiyyətlərini və s. nəzərə almaqla spesifik – daha uyğun işlənmə layihələri işlənilib hazırlanmalıdır.

Aparılmış hesablamalar göstərir ki, Azərbaycanda qalıq çıxarılabılən ehtiyatların əhəmiyyətli hissəsi yüksək özlülüklü neftlərdən ibarət laylarda yerləşir. Bu laylarda işlənmə tempi aşağı özlülüklü yataqlarla müqayisədə demək olar ki, 3 dəfəyədək aşağıdır. İşlənmə templəri arasındakı kəskin fərq, işlənmə

prosesi davam etdikcə aktiv ehtiyatların həcminin intensiv azalmasına səbəb olmuşdur ki, bu da öz növbəsində ümumi hasilatın aşağı düşməsi ilə nəticələnir.

Məqalədə, ehtiyatı çətin çıxarılabılən yataqlar təmsalında Qərbi Abşeron neft yatağının işlənməsi təhlil olunmuşdur.

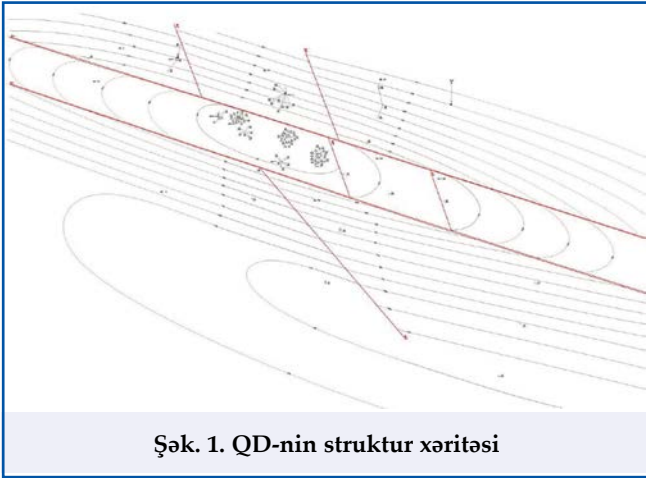
Qərbi Abşeron neft yatağı Abşeron arxipelaqının şimal-qərb hissəsində yerləşir. Qoşadaş-Abşeron bankası-Gilavar antiklinal zonasına aiddir. Qırışığın quruluşu asimmetrikdir. Strukturun tağ boyu qırılma zonası uzanır ki, bu da qazıma və seysmik-kəşfiyyat işləri nəticəsində təyin edilmişdir. Qırılma zonası ŞmQ-CŞ istiqamətində 1 və 2 №-li bir-birinə paralel olan uzununa regional və 3, 4, 5 №-li eninə qırılmalarla mürəkkəbləşmişdir (şək. 1). Qırılmalar sayəsində yataq I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII bloklara bölünmüşdür [2-6].

Yataqda sənaye əhəmiyyətli neft ilk dəfə 1985-ci ildə 35 sayılı axtarış quyusunun sınaqması zamanı alınmışdır.

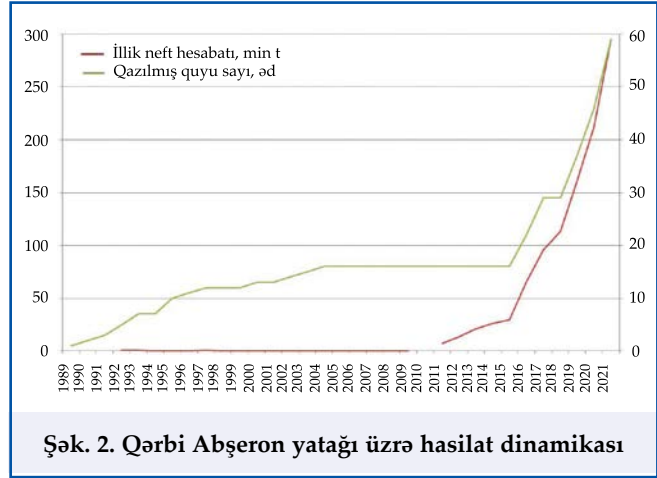
Ümumilikdə 1985-2012 -cu illərdə 4 özlül (120, 48, 35, 57) tikilmişdir.

Yataqda abadlaşdırma işləri ilə (özüllərin bərpası, nəql xətlərinin çəkilməsi və s.) əlaqədar müəyyən dövrlərdə quyular konservasiyada olmuş, 2012-ci ildən başlayaraq tam istismara verilmişdir. Bu özüllərdən cəmi 16 quyular qazılmışdır (şək. 2).

Qeyd etmək lazımdır ki, bütün quyular vertikal və maili qazılmışdır. Quyuların ilkin hasilatları 10-15 tondan yuxarı olmamışdır. İstismar zamanı quyuların hasilatının artırılması üçün aparılmış tədbirlər müsbət



Şək. 1. QD-nin struktur xəritəsi



Şək. 2. Qərbi Abşeron yatağı üzrə hasilat dinamikası

nəticə verməmişdir. Belə ki, neftin özlülüyü yüksək (15 mPa·s və daha çox) olduğundan quyu dibinə axın sürətini müəyyən həddən yuxarı artırmaq mümkün olmamışdır. Bu istiqamətdə aparılan əlavə tədbirlər isə layların sementlənməsi zəif olduğundan, qum təzahürü və qum tıxacı ilə nəticələnmişdir.

2013-cü ildə Qərbi Abşeron yatağı yenidən təhlil olunmuş, kollektor göstəriciləri və neftin fiziki-kimyəvi xüsusiyyətləri bir daha dəqiqləşdirilmişdir. Əldə olunan yeni məlumatlar əsasında yerinə yetirilmiş layihələndirmə işlərindən sonra, 2015-ci ildə lay parametrlərinin xüsusiyyətlərini və beynəlxalq təcrübəni nəzərə alaraq yataqda ilk dəfə hazır süzgeclə tamamlanmış horizontal quyular qazılmışdır.

Horizontal qazıma zamanı məhsuldar laylara böyük bucaq altında daxil olmaqla, daha böyük ehtiyat sahəsi işlənməyə cəlb olunur. Bu zaman horizontal və vertikal keçiriciliklərin eyni zamanda fəaliyyəti süzəlmə həcminə müsbət təsir göstərir [5].

Hasılatı artırmaq üçün aparılan tədbirlər, xüsusən axın həcmi artırmaq məqsədilə quyu dibinə düşən təzyiqli optimallaşdırılan zaman, hazır süzgeclər yarana biləcək qum təzahürlərinin qarşısını alır.

Neft quyularının normal işlənməsi, çıxarılan mayedə qumun sərfi və həcm qatılığı dərəcəsiindən asılıdır və onların təmirarsı işlənmə müddəti, əsas etibarilə yeraltı avadanlığın yeyilməyə qarşı etibarlılığı və işlənmə prosesində quyu gövdəsində qum tıxacının yaranmasıyla müəyyənləşir. Quyu gövdəsində yaranan tıxacın hündürlüyü və yaranmaların sayı quyunun istismar əmsalına, çıxarılan neftin miqdarına və yeraltı avadanlığın yeyilməyə qarşı etibarlılığına mənfi təsir göstərir.

Zəif sementləşmiş kollektor süxurlarından təşkil olunmuş neft və qaz yataqlarının istismarı təcrübəsindən məlumdur ki, qum təzahürü ilə mübarizə tədbirlərinin tətbiqi lay strukturunun pozulmasından və qum təzahürünün əmələ gəlməsindən əvvəl aparılmalıdır. Əks təqdirdə çıxarılan qumun miqdarı

artdıqca və quyunun süzgeçətrafi sahəsində böyük kahalar yarandıqdan sonra qum təzahürü ilə mübarizə çətinləşir və görülən tədbirlərin səmərəliliyi aşağı olur. Odur ki, qum təzahürü ilə mübarizə tədbirlərini yatağın istismarının başlanğıcından aparılması daha səmərəlidir [1]. Məhz bu baxımdan yeni quyuların qazılması ilə eyni zamanda hazır süzgeclərin buraxılması daha etibarlı nəticələrin alınması faktını təsdiqləmişdir.

Belə ki, qeyd olunan texnologiyanın tətbiqi sayəsində Qərbi Abşeron yatağında yeni qazılmış ilk quyulardan alınan ilkin hasilat yüksək və dayanıqlı olmuşdur. 2015-2017-ci illərdə 20 sayılı özüldən 13, 2017-2021-ci illərdə 54 sayılı özüldən 21, 2018-2021-ci illərdə 10 sayılı özüldən 16 quyu qazılmışdır. 20 sayılı özüldən qazılmış 22 sayılı quyu istismara gündəlik olaraq 20 t hasilatla daxil olmuş, mütəmadi olaraq gündəlik hasilat artaraq 27 tona qədər qalxmışdır. Bir çox quyuda eyni vəziyyət müşahidə olunur: 25 Nəli quyuda 30 ton, 27 Nəli quyuda 32 ton, 23 Nəli quyuda 35 ton, 29 Nəli quyuda 32 ton, 33 Nəli quyuda 31 ton, 34 Nəli quyuda 32 ton və s. yüksək nəticələr alınmışdır. İşlənmə prosesində dövrü olaraq quyudibi və quyueətrafi zonanın təmizlənməsi, skin effektin aradan qaldırılması, süzəlmə mühitinin yaxşılaşdırılması məqsədilə kimyəvi işlənmələr aparılmışdır. Bu tədbir əksər yataqlar üçün, xüsusən yüksək özlülüyə malik yataqlarda xüsusi əhəmiyyət kəsb edir.

Yataqda aparılan yeni yanaşma yüksək özlülüyə və aşağı kollektor xüsusiyyətlərinə, eləcə də sementlənmə dərəcəsi zəif olan laylarda işlənmə tempinin və hasilatın artmasına səbəb olmuşdur.

Dinamikaya nəzər saldıqda görünür ki, 2015-ci ildən quma qarşı hazır süzgeclərlə tamamlanmış horizontal qazma üsulu ilə quyuların qazılması sayəsində illik neft hasilatında böyük həcmdə artım müşahidə olunur (şək. 2).

Qrafikdən görüldüyü kimi yataqda ehtiyatların

yeni yanaşma ilə işlənməyə cəlb edilməsi dövründə (2015-ci ildən sonra) əsas hasilat artımı məhz horizontal quyuların qazılması və hazır süzgəclərlə tamamlanması ilə əlaqədar olmuşdur.

Respublikamızda işlənmədə olan yataqların istismarını nəzərə almaqla, ehtiyatı çətin çıxarılabılən yataqlar sırasından olan Qərbi Abşeron yatağında apardığımız təhlil göstərir ki, uzun müddət işlənmədə olan yataqlarda ehtiyatları işlənməyə cəlb etmək üçün bir növ «standarta» çevrilmiş ənənəvi metodlar, yəni maili və vertikal quyular qazmaqla perforasiyalar, bütün yataqlar üçün effektiv nəticələr vermir. Nəticədə müəyyən yataqlar üzrə işlənmə templəri çox aşağı səviyyə ilə fərqlənir.

Yataqlar üzrə flüidın fiziki-kimyəvi xüsusiyyətləri, lay parametrləri, ehtiyatların həcmi, yatma dərinliyi və s. kompleks geoloji-mədən məlumatlarının dəqiq təhlili, beynəlxalq təcrübəni nəzərə almaqla, daha uyğun yanaşma metodlarının seçilməsi müsbət

nəticələrə səbəb olar.

Qərbi Abşeron yatağında işlənmənin təhlili göstərir ki, işlənmə dövrünün başlanması ilə paralel lay təzyiqinin sabit saxlanması prosesinin aparılması zəruridir. Belə ki, yüksək özlülüklü neftlərlə xarakterizə olunan laylar əsasən həll olmuş qaz rejimi ilə səciyyələndiyindən işlənmə dövründə layda flüidın axınuna şərait yaradan, ayrılan qaz neftlərin özlülüyünün daha da yüksəlməsinə və nəticədə daha mənfi mühitin yaranmasına səbəb olur. Odur ki, müxtəlif variantlar (qazvurma, suvurma, isti suvurma, müxtəlif kimyəvi qatqılar əlavə etməklə suvurma və s.) tətbiq etməklə lay təzyiqinin saxlanması ən vacib amildir.

Qeyd olunan kompleks təhlillərə əsasən demək olar ki, ehtiyatı çətin çıxarılabılən analoji yataqlarda da beynəlxalq təcrübələri nəzərə almaqla, uyğun texnologiyaların sistemli tətbiqi daha məqsədəuyğundur.

Ədəbiyyat

1. İsmayilov, F. S., Əfəndiyev, İ. Y. (2014). Quyu süzgəcləri və onların tətbiqi texnologiyası. *Baki: NQETLL*.
2. Salmanov, Ə. M., Eminov, Ə. Ş., Abdullayeva, L. Ə. (2015). Azərbaycan neft yataqlarının işlənilməsinin cari vəziyyəti və geoloji mədən göstəriciləri. *Baki: ADNSU*.
3. Eminov, Ə. Ş., Əhmədov, E. H., Şirinov, Ə. T. (2016). Qərbi Abşeronun şimal-şərq hissəsinin neft-qaz yataqlarında çətin çıxarıla bilən ehtiyatların ayrılma prinsipləri. *Azərbaycan Ali Texniki Məktəblərinin Xəbərləri*, 18(101), 47-54.
4. Süleymanova, V. M., Heydərlı, S. O. (2022). Dəniz yataqlarında neft ehtiyatlarının keyfiyyətinə görə təsnifatı və işlənmə prosesinin tənzimlənməsinə dair. *XXVI Annual International Conference of Students and Young Researchers*. 23 April. Baku, Azerbaijan.
5. Сулейманова, В. М., Исмаилова, М. М., Абдуллаева, Л. А. (2021). Обоснование путей рациональной разработки нефтяных месторождений суши и моря Азербайджана, характеризующихся высоковязкой нефтью. *Нефтепромысловое дело*, 7(631), 17-21.
6. Məmmədova, İ. M., Süleymanova, V. M., Heydərlı, S. O., Baxşiyeva, İ. X. (2019). Azərbaycanın dəniz yataqlarında yüksək özlülüklü neft ehtiyatlarının səmərəli mənimsənilmə yolları. *Azərbaycanda Geofizika Yenilikləri*, 3, 44-49.

References

1. Ismayilov, F. S., Efendiyev, I. Y. (2014). Quyu suzgecleri ve onların tetbiqi texnologiyasi. *Baki: NQETLL*.
2. Salmanov, A. M., Eminov, A. Sh., Abdullayeva, L. A. (2015). Azerbaijan neft yataqlarının ishlenilmesinin cari veziyyeti ve geoloji meden gostericileri. *Baki: ADNSU*.
3. Eminov, A. Sh., Ahmedov, E. H., Shirinov, A. T. (2016). Qərbi Abşeronun şimal-şərq hissəsinin neft-qaz yataqlarında chetin chixarila bilen ehtiyatların ayrılma prinsipleri. *Azərbaycan Ali Texniki Mekteblərinin Xeberleri*, 18(101), 47-54.
4. Suleymanova, V. M., Heyderli, S. O. (2022). Deniz yataqlarında neft ehtiyatlarının keyfiyyetine gore tesnifati ve ishlenme prosesinin tenzimlenmesine dair. *XXVI Annual International Conference of Students and Young Researchers*. 23 April. Baku, Azerbaijan.
5. Suleymanova, V. M., Ismayilova, M. M., Abdullaeva, L. A. (2021). Substantiation of the ways of rational development of the Azerbaijan's onshore and offshore oilfields characterized by high viscous oils. *Oilfield Engineerings*, 7(631), 17-21.
6. Mammadova, I. M., Suleymanova, V. M., Heyderli, S. O., Baxshiyeva, I. X. (2019). Azerbaijanın deniz yataqlarında yuksek ozluluklu neft ehtiyatlarının semereli menimsenilme yollari. *Azərbaycanda Geofizika Yenilikleri*, 3, 44-49.

**Анализ применения новых методов при освоении
запасов месторождения Гарби Абшерон**

А. Ш. Эминов¹, В. М. Сулейманова¹, Ф. С. Ибрагимов²

¹НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

²Абшероннефть НГДУ, Баку, Азербайджан

Реферат

Одной из основных задач, нефтегазовой отрасли нашей республики, является вопрос увеличения и поддержания темпов добычи нефти и газа. Применение традиционных методов воздействия не позволяет в полной мере реализовать имеющийся потенциал особенно на месторождениях, характеризующихся трудноизвлекаемыми запасами. В статье приведен анализ добычи углеводородов полученную за счет бурения скважин, заканчиваемых готовым фильтром на примере месторождения «Гарби Апшерон».

Ключевые слова: месторождение; трудноизвлекаемые запасы; добыча; скважина; фильтр.

**Qərbi Abşeron yatağının ehtiyatlarının mənimsənilməsində
yeni üsulların tətbiqinin təhlili**

A. Ş. Eminov¹, V. M. Süleymanova¹, F. S. İbrahimov²

¹«Neftqazəlmətdiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan

²Abşeronneft NQÇİ, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Respublikamızın neft-qaz sənayesi qarşısında duran əsas vəzifələrdən biri də neft və qaz hasilat templərinin artırılması və saxlanılması məsələsidir. Ənənəvi təsir üsullarından istifadə etməklə ehtiyatı çətin çıxarılabılən yataqların mövcud potensialını tam reallaşdırmağa imkan vermir. Məqalədə «Qərbi Abşeron» yatağının təmsalında hazır süzgəclə tamamlanmış quyuların qazılması hesabına hasilatın artmasının təhlili verilmişdir.

Açar sözlər: yataq; ehtiyatı çətin çıxarılabılən; hasilat; quyu; süzgəc.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА НЕФТИ ПУТЁМ ИЗОЛЯЦИИ
ПРИТОКОВ ВОДЫ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕФ. Ф. Ахмад*¹, Г. Г. Гайбалыев²¹«Neftqazelnitədiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan²Бакинская высшая школа нефти, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Stimulation of Oil Inflow by Isolating Water Inflows in the Bottomhole Zone

F. F. Ahmad*¹, G. G. Gaibaliyev²¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan²Baku Higher Oil School, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

Since most of the fields in the Absheron peninsula of the Republic of Azerbaijan are at the final stage of development, an inevitable reduction in hydrocarbon production is expected. It is planned to support oil production at the current level through the reconstruction of wells of the inactive fund. An increase in the proportion of formation water in well production, the presence of intra-reservoir, annulus and other cross-flows in this region, in most cases, is associated with inefficient isolation work. The development of effective recipes for cement slurries with controlled rheological properties is relevant. To regulate the rheological properties of cement slurries, the products of the company «Matanat A» «İzo-Sem» were used as an additive. In the course of the experiments, the influence of «İzo-Sem» dispersions on the physicochemical parameters of the cement stone was studied. When regulating the rheological properties of cement slurries with «İzo-Sem» additives, it is necessary to determine the effect of thermobaric factors on the values of these properties. In studies to assess the effect of temperature on the rheological properties of cement slurries with the addition of «İzo-Sem», they were carried out for the temperature range of 25÷75 °C. Dry mix of grout cement G-CC-1 (API Spec 10A Class G-HSR) was used in the studies.

KEYWORDS:

Cement;
Insulating additive;
Plastic viscosity;
Shear stress;
Bottomhole zone;
Thixotropy;
Dispersed systems;
Thermobaric factors.

*e-mail: farizahmed@mail.ru

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200028>

Введение

В настоящее время все более актуальной является задача поиска методов интенсификации разработки залежей нефти в коллекторах с ухудшенными фильтрационно-ёмкостными характеристиками. Одной из причин ухудшения продуктивной характеристики скважин является образование в призабойной зоне пласта водяной блокады. Повышенная водонасыщенность прискважинной зоны снижает ее проницаемость для нефти при совместной фильтрации нефти и воды, т.е. ограничивает приток нефти из пласта в скважину. Поэтому поиск путей решения проблемы интенсификации притока нефти в добывающей скважине связан с изоляцией притоков воды в призабойной зоне.

По мере перехода месторождений в поздние стадии эксплуатации наблюдается рост обводнённости продукции скважин, что требует применения технологий ограничений притока воды. По причине того, что коллекторам свойственна лито-

лого-фациальная неоднородность, процесс обводнения добывающих скважин становится неизбежным следствием этого фактора, при этом довольно часто уже в первые месяцы работы, либо по прошествии полутора двух лет. Итоговым результатом становится то, что существенные отборы нефти из пласта происходят на фоне повышенных отборов попутной воды.

Сегодня борьба с притоками воды включает перечень разнообразных технологий-от классического цементирования до применения двух пакерных компоновок и новейших химических реагентов.

Повысить эффект от использования технологий ограничений притока воды можно путем разработки и совершенствования алгоритмов подбора скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ, а также применения комплексного подхода к проведению работ.

Сегодня в мире на добычу тонны нефти приходится от 3 до 10 т попутно добываемой воды. На месторождениях Азербайджана этот показатель

составляет 15 т. На её подготовку и утилизацию ежегодно тратятся огромные суммы. Обводнённость скважин повсеместно растёт, средний показатель уже достиг 75%, а на отдельных месторождениях уровень обводнённости продукции скважин доходит до 98%. В ряде случаев расходы на переработку попутно добываемой воды становятся сопоставимы со стоимостью добываемой нефти, что делает эксплуатацию скважин нерентабельной. Как минимум половина фонда добывающих скважин Азербайджанской Республики сегодня требует проведения ремонтно-изоляционных работ.

Решением этой проблемы является разработка эффективных рецептов тампонажных растворов с регулируемым реологическими свойствами.

Традиционно используемые тампонажные растворы на основе портланд-цемента при создании барьеров против воды обычно не обеспечивают высокой адгезии с породами, и, как следствие, способствуют эффективной изоляции.

Проблема может быть решена созданием тампонажных растворов на основе «İzoSem» (продукция компании «Matanat A»).

Постановка задачи

Для регулирования реологических свойств тампонажных растворов в качестве добавки использовалась дисперсная добавка «İzo-Sem». В процессе экспериментов изучалось влияния дисперсий «İzo-Sem» на физико-химические параметры цементного камня.

В основе физико-химического регулирования свойств тампонажных растворов лежит принцип характера взаимодействия вяжущего с затворителем, выражающегося в инверсии возникающей в процессе гидратации (сольватации) структур [1].

В первую очередь, при регулировании реологических свойств тампонажных растворов с добавками «İzo-Sem» необходимо определить влияние на значения показателей этих свойств термобарических факторов: давления и температуры. Учёт этих факторов важен при оптимизации составов для конкретных геолого-эксплуатационных условий и выборе оптимального режима приготовления и размещения раствора в призабойной зоне скважины [2-6].

Методы исследования

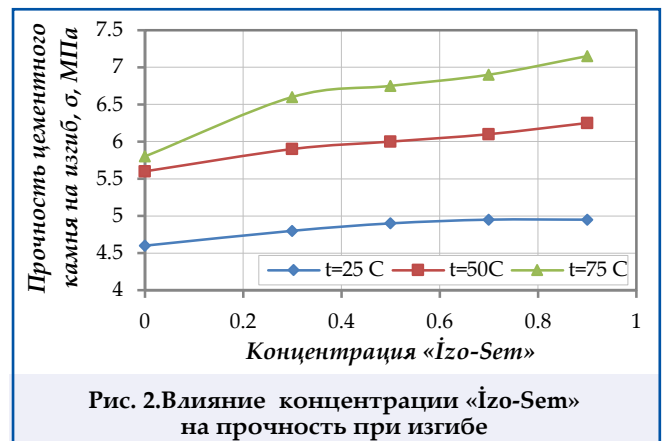
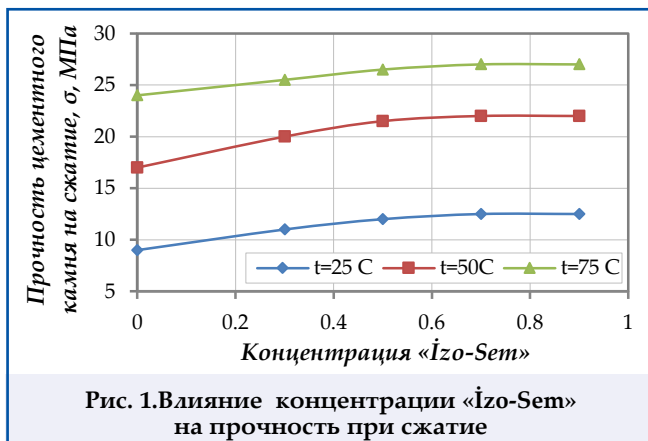
В качестве методики исследований предлагается использовать приборы для определения прочности на сжатие и изгиб, времени начала и конца схватывания, а также адгезии тампонажного раствора к породе пласта. Прибор применяется в исследовательских лабораториях, а также в полевых условиях при проведении эксплуатационных работ-для испытаний тампонажного раствора и цементного камня и т.д. В основном использовались приборы итальянской фирмы «Matest». Для проведения испытаний были изготовлены специальные формы в виде куба, размером 40×40×40, в которые заливался исследуемый тампонажный раствор. После этого полученные кубы тампонажного камня помещались под пресс и проверялась их прочность на сжатие и изгиб. В качестве критерия оценивалась энергия, необходимая для образования трещин в формах.

Примеры и обсуждение результатов

Исследования по оценке влияния температуры на реологические свойства тампонажных растворов с добавкой «İzo-Sem» выполнены для диапазона температур 25÷75 °С. При исследованиях использовали сухую смесь тампонажного цемента G-CC-1 (API Spec 10A Class G-HSR) и «İzo-Sem». Физико-химические характеристики цемента приведены в таблице. Приведённые характеристики соответствуют нормам, необходимым для изоляции внутрипластовых перетоков в призабойной зоне.

Особенностью дисперсной структуры «İzo-Sem» является наличие системы регулярных каналов и сообщающихся полостей, способных удерживать ионы, атомы и молекулы веществ, чей размер соответствует размеру свободного пространства. Необходимо отметить, что добавка «İzo-Sem» проявляет высокую стабильность, во времени. «İzo-Sem» обладает следующими свойствами: адсорбционные-способность поглощать и отдавать различные вещества; ионообменные-способность обменивать катионы; каталитические-способность ускорять химические реакции. Помимо этого «İzo-Sem» обладает молекулярно-ситовым эффектом, пропускающим (фильтрация) и поглощающим молекулы различных веществ избирательно.

Физико-химические показатели тампонажного цемента								Таблица
Тампонажный цемент (минерально-химический состав)								
Al ₂ O ₃	CaO	SO ₃	SiO ₂	Qələvilik, Na ₂ O	MgO	C ₄ AF+2C ₃ A	Trikalsium silikat	Trikalsium alüminat
5.2	62.4	≤ 2.6	20.7	0.56	≤ 1.23	18.41	≥ 59.2	2.21



Тампонажные смеси готовились в следующих пропорциях: тампонажный цемент и добавка «Izo-Sem» 0.3; 0.5; 0.7 и 0.9 % к массе сухого цемента.

Тампонажные смеси готовились в следующих пропорциях: цемент и «Izo-Sem» 0.1; 0.3; 0.5; 0.7 и 0.9 % к массе сухого цемента. Результаты исследований отображены на рисунках 1 и 2.

Реология цементных растворов

Значительный интерес с точки зрения технологии цементирования представляет, влияние концентрации «Izo-Sem» на реологические параметры тампонажных растворов. Как известно, реологические характеристики определяют величину гидродинамических потерь давления при закачке и продавке тампонажных растворов в призабойную зону скважин.

Проводились исследования пластической вязкости и напряжения сдвига тампонажного раствора. При проведении измерений дозировка «Izo-Sem» составляла 0.1; 0.3; 0.5; 0.7 и 0.9 % к массе смеси. Результаты исследований приведены на рисунках 3 и 4.

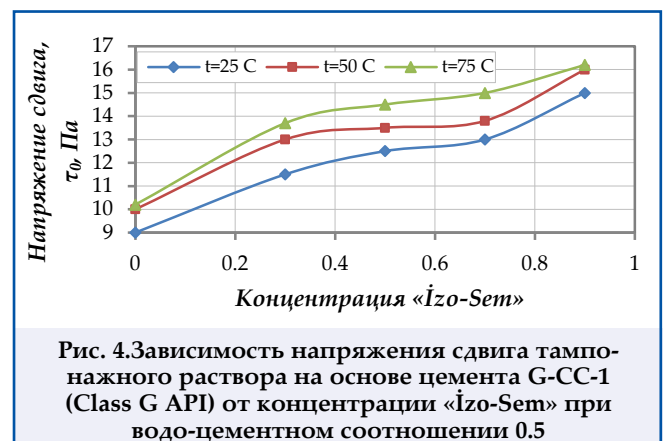
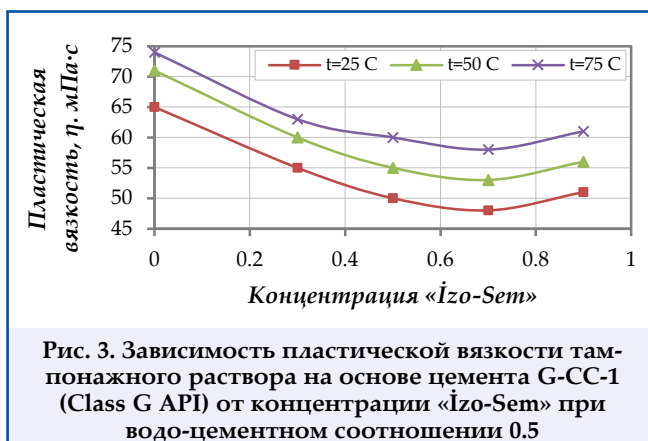
На основе проведённых лабораторных исследований можно сделать следующие выводы:

1) тампонажные растворы с содержанием «Izo-Sem» крайне чувствительны к изменению температуры-повышение температуры приводит к сокращению времени загустевания в среднем в 2 раза (для портландцементных растворов это значение в среднем 1.3);

2) изменение температуры в этом диапазоне незначительно влияет на динамическое напряжение сдвига. Это объясняется тем, что замеры проводились в индукционный период, когда еще практически не происходило изменения размеров сольватных оболочек частиц.

3) значение напряжения сдвига при повышении температуры испытания увеличивается, причем при 75 °C образуются прочные тиксотропные структуры растворов.

Для портландцементных материалов при увеличении давления, действующего на тампонажный раствор, процессы диспергирования частиц твердой фазы ускоряются. При этом активность дисперсной системы повышается: увеличивается число частиц в единице объема раствора и, следовательно, число коагуляционных контактов. Вследствие уменьшения величины сольватных пленок растет прочность образуемых контактов.



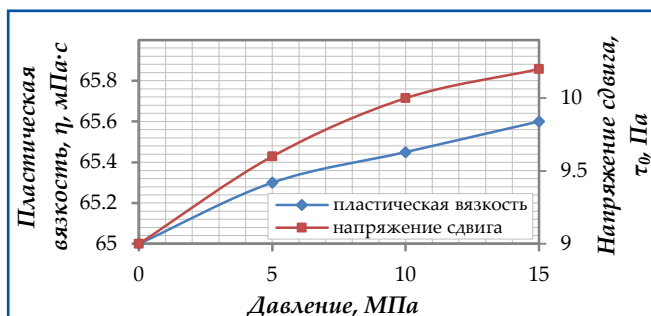


Рис. 5. Реологические свойства тампонажных растворов с добавками «Izo-Sem» при различном давлении

С увеличением давления, возрастает вероятность образования кристаллизационной структуры. Это приводит к повышению значений реологических свойств растворов и их ускоренному загустеванию.

Для определения реологических свойств тампонажных растворов содержащих «Izo-Sem» при давлении использовали ротационный вискозиметр. После кондиционирования в атмосферном консистометре раствор помещали в стакан вискозиметра, создавали давление и в течение трех минут раствор перемешивался, после этого получали реологическую кривую.

Результаты выполненных исследований приведены на рисунке 5.

На основе проведенных лабораторных исследований можно сделать следующие выводы:

- время схватывания тампонажного раствора при повышении давления с 0.1 МПа до 14 МПа сокращается на 20%, что связано с интенсификацией процессов коагуляционного структурообразования;

- при увеличении давления до 15 МПа, наблюдается повышение пластической вязкости – на 7%, динамического напряжения сдвига – на 20%. При дальнейшем увеличении давления более 15 МПа отмечается дальнейшее уплотнение частиц цемента в системе, но повышение значений реологических характеристик становится менее значительным и составляет не более 5% для пластической вязкости и не более 7% для динамического напряжения сдвига;

- исследованиями по изучению влияния термобарических условий установлено значительное влияние температуры (в диапазоне значений 25-75 °С) на реологические свойства исследованных тампонажных растворов с содержанием «Izo-Sem»;

- давление в диапазоне изученных значений (0.1-14 МПа) также оказывает заметное влияние, но в меньшей степени.

Выводы

1. Добавка «Izo-Sem» до 0.7% приводит к снижению вязкости цементных растворов. При дозировке более 0.7% вязкость возрастает. С увеличением процентного содержания «Izo-Sem» в смеси наблюдается рост тиксотропии тампонажных растворов.
2. Значение напряжения сдвига при повышении температуры испытания увеличивается, причем при 75 °С образуются более прочные тиксотропные структуры растворов.
3. Время схватывания тампонажного раствора при повышении давления с 0.1 МПа до 14 МПа сокращается на 20%, что связано с интенсификацией процессов коагуляционного структурообразования.
4. Установлено значительное влияние температуры (в диапазоне значений 25-75 °С) на реологические свойства исследованных тампонажных растворов с содержанием «Izo-Sem»; давление в диапазоне изученных значений (0.1–14 МПа) также оказывает заметное влияние, но в меньшей степени.

References

1. Savas, H. (2016). Consolidation and swell characteristics of dispersive soils stabilized with lime and natural zeolite. *Science and Engineering of Composite Materials*, 23(6), 589-98.
2. Nelson, E. B., Michaux, M., Drochon, B. (2006) Chemistry and characterization of portland cement. In: Well cementing. Nelson E. B. and Guillot D. (eds). Texas: Schlumberger.
3. Anjuman, S., Moncef, L. N. (2012). Rheological properties of oil well cement slurries. In: *Proceedings of the Institution of Civil Engineers Construction Materials*, 165(CM1), 25-44.
4. Guillot, D. (2006). Rheology of well cement slurries. In: Well cementing. Nelson E. B. and Guillot D. (eds). Texas: Schlumberger.
5. Chow, T. W., McIntire, L. V., Kunze, K. R., Cooke, C. E. (1988). The rheological properties of cement slurries: effects of vibration, hydration conditions, and additives. *SPE Production Engineering*, 3(04), 543-550.
6. Haichuan, L., Chengbin, X., Yonghui, G., et al. (2015). Cement Slurries With Rheological Properties Unaffected by Temperature. *SPE Drilling & Completion*, 30(04), 316-321.

**Интенсификации притока нефти путём изоляции
притоков воды в призабойной зоне****Ф. Ф. Ахмад¹, Г. Г. Гайбалыев²**¹НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан²Высшая школа нефти SOCAR, Баку, Азербайджан**Реферат**

Поскольку большинство месторождений Абшеронского п-ва Азербайджанской Республики находятся на завершающей стадии разработки, то ожидается неминуемое сокращение добычи углеводородов. Посредством реконструкции скважин бездействующего фонда планируется поддержка нефтедобычи на текущем уровне. Повышение доли пластовой воды в продукции скважин, наличие внутри пластовых, межколонных и др. перетоков в этом регионе, в большинстве случаев связано с мало эффективными изоляционными работами. Разработка эффективных рецептов тампонажных растворов с регулируемыми реологическими свойствами является актуальной. Для регулирования реологических свойств тампонажных растворов в качестве добавки применялась продукция компании «Mətanət A» «İzo-Sem». В процессе экспериментов изучалось влияния дисперсий «İzo-Sem» на физико-химические параметры цементного камня. При регулировании реологических свойств тампонажных растворов с добавками «İzo-Sem» необходимо определить влияние на значения показателей этих свойств термобарических факторов. При исследованиях по оценке влияния температуры на реологические свойства тампонажных растворов с добавкой «İzo-Sem» выполнены для диапазона температур 25÷75 °С. При исследованиях использовали сухую смесь тампонажного цемента G-CC-1 (API Spec 10A Class G-HSR).

Ключевые слова: цемент; изоляционная добавка; пластическая вязкость; напряжение сдвига; призабойная зона; тиксотропия; дисперсные системы; термобарические факторы.

**Quyudibi zonada su axınının təcrid olunması ilə
neft axınının intensivləşdirilməsi****F. F. Əhməd¹, H. Q. Qaybalyev²**¹«Neftqazəlmütədiqatlayih» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan²Bakı Ali Neft Məktəbi, SOCAR Bakı, Azərbaycan**Xülasə**

Azərbaycan Respublikasının Abşeron yarımadasındakı yataqların əksəriyyəti işlənmənin son mərhələsində olduğundan karbohidrogen hasilatında qaçılmaz azalma gözlənilir. Fəaliyyətsiz fondun quyularının yenidən bərpası hesabına neft hasilatının hazırkı səviyyədə dəstəklənməsi nəzərdə tutulur. Lay sularının xüsusi çəkisinin artması, bu bölgədə laydaxili, həlqəvi və digər çarpaz axınların olması əksər hallarda səmərəsiz təcrid etmə işləri ilə əlaqələndirilir. Nəzarət olunan reoloji xassələri olan tamponaj məhlulları üçün effektiv reseptlərin hazırlanması aktualdır. Tamponaj məhlullarının reoloji xassələrini tənzimləmək üçün əlavə olaraq «Mətanət A» şirkətinin «İzoSem» məhsullarından istifadə edilmişdir. Təcrübələr zamanı «İzoSem» dispersiyalarının sement daşının fiziki-kimyəvi parametrlərinə təsiri öyrənilmişdir. Tamponaj məhlullarının reoloji xassələrini «İzoSem» əlavələri ilə tənzimləyərkən termobarik amillərin bu xassələrin qiymətlərinə təsirini müəyyən etmək lazımdır. Tamponaj məhlullarının reoloji xassələrinə temperaturun təsirini qiymətləndirmək üçün «İzoSem» əlavə etməklə aparılan tədqiqatlar 25÷75 °C temperatur intervalında aparılmışdır. Tədqiqatlarda G-CC-1 (API Spec 10A Class G-HSR) markalı tamponaj sementinin quru qarışığı istifadə edilmişdir..

Açar sözlər: sement; təcrid qatqısı; plastik özlülük; sürüşmə gərginliyi; quyudibi zona; tixsotropiya; dispers sistemlər; termobarik amillər.

INVESTIGATION METHODS OF PROTECTION FROM THE COMPLICATIONS DURING THE PRODUCTION IN THE FINAL STAGE OF FIELD DEVELOPMENT

T. F. Ibadzada

«OilGasScientificResarchProject» Institution, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

In the article, based on the data of the fields in the final stage of exploitation, the most important complications that occurred during the production period and the methods of preventing these complications in the modern period were investigated. In particular, the methods of preventing of the sand plug and flooding, which are the main problems in this type of fields, were investigated and the significance of these methods of selective control against flooding was investigated, the most successful ones among these methods were shown, the hardening of the bottom hole against sand plug and the use of sand control screen in modern times were considered, in the hardening of the bottom hole the use of resin-containing components is mentioned.

KEYWORDS:

Complications;
Sand plug;
Flooding;
Chemical hardening;
Waterproofing.

e-mail: terlan.ibadzade95@gmail.com

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200029>

Introduction

In this period, when the demand for oil and gas has not decreased yet, in order to provide the necessary amount of hydrocarbon, it is necessary to minimize the problems arising during the production. Statistics show that a large part of the hydrocarbon reserve is located under the seas and oceans. In these deposits, the production of wells in the later stages of the development period is very complicated and serious problems arise during these processes. Addressing these issues remains relevant and important. For this reason, researchers have tried to systematize the mentioned problems. There are many articles that confirm the importance of solving these problems not individually but as a group.

Although there are certain results of research aimed at solving these problems, research is currently being continued to obtain more advanced results with the application of new techniques and technology. The best example of this can be the measures taken against sand plug, which cause clogging of lift pipes and filter zone. Thus, the method of momentary depression used, the method of hardening the bottom hole, the methods of opening without perforation, etc. Although such methods have given positive results, they have not yet helped to solve the problem completely. Also, most of the wells in the current period are characterized by high flooding. The main source of the water problem is the approach of bottom water to the surrounding zone due to the drop in formation pressure, the approach of oil-water contact into the wells, the formation of water tongues due to the uneven injection profile, the per-

colate of the production casing and cement concrete. Selective isolation and other waterproofing works were carried out in the direction of combating flooding in wells. The application of complex methods is expected to be more effective in solving such problems.

The main goal of the study is to group and solve problems in order to solve them. For this, researches were conducted in the deposits located in the South Caspian Sea, problems were analyzed, and along with their solutions, a theoretical base of preventive measures against their occurrence was prepared. In particular, the effectiveness of preventive measures against sand plug and flooding, which are the main problems of the wells located in the Neft Daslari, Pirallahi, Guneshli, Bahar, Bulla, and Qum Adasi fields, was investigated.

The process that begins with oil and gas production is always accompanied by solid particles in the well product to some extent. The problem occurs in all hydrocarbon fields, regardless of the age of the reservoirs, but it is mostly produced in younger horizons (Miocene and Pliocene-aged rocks). Because these formations are consist of brittle and the poor cementing material. A possible sand plug problem depends on the interaction of chippings, their intergranular friction, stress state of rocks and in some cases, the viscosity of the formation product. Of course, there are individual solutions to each of these problems, but the main problem is that any control method applied involves additional costs and reduced production. The cost of disposal and disposal of water produced along with oil ultimately increases the cost of oil.

Since hydrocarbons have become valuable to industry, the search for oil and gas deposits has begun, and most of them are found in sandstones or carbonates. However less common in shale, volcanic rock and basalt. If we compare the importance of sandstone and carbonate deposits, sandstones are more abundant, but limestones are more important as deposits for hydrocarbons. The problem of sand in wells is manifested in any type of deposits. The problems associated with sand and water extraction during hydrocarbon extraction are well known. These problems, which result in the formation of the formation of the productive formation, lead to bigger problems by impairing the production of the equipment in the down hole and at the wellhead.

Research method

Before looking through complex problem solving methods, their grouping should be briefly considered. Many technologies and chemical reagents are available to prevent from flooding. Depending on the isolation mechanism and the isolation material used, all methods are divided into selective and non-selective. Non-selective methods for limiting flood are based on the simultaneous or sequential injection of several reagents into the formation, which can form an insoluble precipitate in the formation due to chemical interaction with each other or physicochemical transformation of the resulting mixtures. However, when performing waterproofing with the help of resins or cements, the entire bottom hole is technologically affected, and permeability decreases not only in the water phase, but also in the oil phase, which negatively affects the productivity of the well.

Selective isolation methods are based on the use of materials that increase the seepage resistance in the saturated part of the formation. The selective effect of chemical reagents is based on the difference in the filtration properties of the rock and the physico-chemical properties of the reservoir fluids (oil and water). Isolation of the flooding is carried out through the following mechanisms:

- cooling of the bottom hole;
- precipitation of supersaturated solutions of solid hydrocarbons;
- hydrophobization of rocks and the formation of emulsions in them;
- interaction of chemical compounds with formation water;
- physico-chemical transformation of the mixture of formation water and compounds (decreased solubility, solidification, etc.).

Selective isolation compositions are available in many formulations;

1. Technologies based on the use of dispersed sys-

tems such as polymer-dispersed systems and their modifications, fibrous-dispersed systems, systems based on carboxyl-methyl-cellulose and bentonite clay, colloidal-dispersed systems, alkaline polymer-suspension compositions, polymer suspensions, emulsion, foam systems and so on.

2. Hydroxyethylcellulose, methylcellulose solutions and their modifications, resins, gel-forming compositions, technologies used for application of polymer solutions such as visco-elastic compositions, gel-forming and visco-elastic compositions, cross-linked polymer systems and their modifications, silicate-polymer gels and so on.

3. Technologies based on microbiological impact on reservoir.

4. Among the most promising and technologically advanced methods of flooding work are technologies based on the use of sediment-forming compositions and components, including NaSi solutions, alkali, aluminum chloride compositions, etc. These compositions are stable at high pressure and temperature and are non-toxic.

The main advantage of selective technologies is that there is no need for perforation after the process in the productive zone. In this regard, preference should be given to isolation materials and methods in anti-flooding works.

In connection with the above mentioned advantages, the selective limitation of flooding in fractured-porous rocks is used as a binder in waterproofing compositions based on sodium silicate from inorganic chromium salt (III), which allows to obtain gels in the entire volume of the initial composition.

Increasing the selectivity of the effect of waterproofing compositions is possible by changing the wettability in relation to oil-saturated and water-saturated rocks. The imbue ability of the waterproofing composition is evaluated by measuring the wetting angle at the contact surface of the waterproofing composition with rock samples saturated with oil and water. Polyhydric alcohol can be added in different concentrations to the waterproofing composition to change the wettability of the rock.

The addition of alcohol to the waterproofing composition causes an increase in hydrophilicity relative to water-saturated rock and an increase in hydrophobicity relative to oil-saturated rock. The optimum concentration of polyhydric alcohol is 3% (by mass), since no change in wetting angle is observed when more alcohol is added. In addition to changing the wettability, the inclusion of polyhydric alcohol in the composition of the waterproofing mixture leads to the improvement of the technological properties of the prepared cementing material due to the increase of intermolecular forces and expands the temperature range of its application.



Fig. 1. Sand control screens double-screen, single-screen sand control screens

As the solution enters the water-saturated interval, the fill material isolates the water-saturated section rather than the oil-saturated zone because it is in better contact with the rock.

Since sand is inevitable during the exploitation of a productive reservoir composed of brittle rocks, measures against sand must be taken. During the research, the minimization of the sand factor was considered in the use of gravel and other types of sand control screens. Sand control screens are grouped according to their materials, number of screens, and most importantly, expandability. According to the number of screens, there are single screens and double screens, hard metal sand control screens, thin sand control screens, layered sand control screens and isolated sand control screens according to their materials. Single-screen, double-screen sand control screens and layered sand control screens were used during the research from the

specified sand control screens (fig. 1). At this time, the prevention of sand entering the well decreased to 67%. However, the sand still present in the well product causes problems during the initial processing of the product.

Researches continued with gravel sand control screens, and at this time sand 20% larger than the granule size of the rock that makes up the selected formation was injected into the bottom hole, creating a new artificial formation, which we call gravel sand control screens. After the flow profile was established, sloughing of sand was significantly prevented (fig. 2).

One of the sand control techniques used in world oil and gas production practice is the chemical hardening method. This method is divided into several groups, polymer (rubber) based and other organic based. Characteristics of organic-based chemicals include oil solubility, hydrophobic nature, low bioaccumulation tendencies, and high biodegradation factor. Here we will focus on polymer-based sand consolidation, which consists of injecting polymerized organic resins into the bottom hole when gravel sand control screens are also ineffective. The main idea is to bind the sand grains together without damaging the reservoir, without reducing the permeability to oil caused by the oil wetting of the pore-catchment resin. Although it is difficult to achieve both at the same time, it is necessary to combine the juicy contents properly to form a mass with better compressive strength and to keep the reservoir pores undamaged by the resin. Figure 3 shows the pore spaces and sand grains combined with resin, which increases its compressive strength.

According to their chemical composition, resins are solid, hard, soft, organic non-crystalline polymers, brittle when solid. The molecular weight distribution of the polymer network of resins is very narrow. The flammable nature of resins requires extra care when handling and researching them. In general, resins are raw mate-

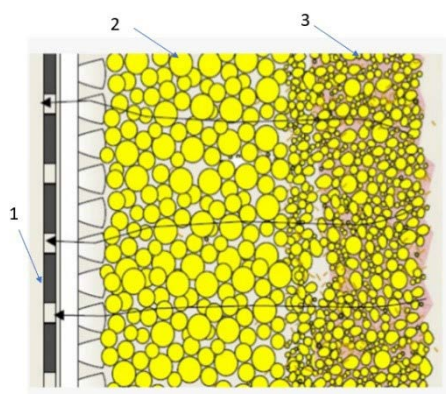


Fig. 2. Gravel sand control screen
1 – wellbore, 2 – gravel, 3 – formation

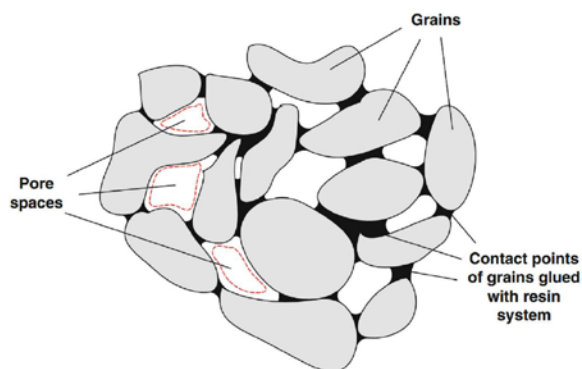


Fig. 3. Contact points of sands after the resin hardening process

rials for adhesives and coatings used in the petroleum industry, as in many other industries. There are two types of resins: thermoset and thermoplastic resins.

When exposed to a heat source, thermoset resins irreversibly change from a melting and soluble material to a melting and insoluble material through the cross-linked polymer network. They have a very low molecular weight (<10,000). The most commonly used types of thermoset resins are: phenolic resins, furan resins, amine resins, epoxy resins, unsaturated polyester resins, urethane foams, alkyl resins.

Unlike thermoset resins, thermoplastics are reversible, that is, their physical state changes by applying different pressures and temperatures. Thermoplastic polymers consist of linked monomers of very high molecular weight (>10,000). Molecular bonds (chains) can be easily broken by heating or dissolving the substance. Thermoplastic resins include polyethylene, polypropylene, polystyrene, polyvinyl chloride, and furan resins.

There are some important requirements when applying resins:

- The dynamic viscosity of the resin should be moderate with values not exceeding 0.02 Pa·s. This will allow you to pass the resin through all the restrictions without excessive pressure loss and compress it with excessive liquid;
- The resin must have moisture-forming solids to bind them together, but must not occupy too much of the pore space at certain points;
- When placed, the polymerized resin must have good compressive strength to prevent sand movement;
- The starting moment of resin polymerization should be controlled with additives. Too short periods can result in improper consolidation or even improper placement;
- Although the polymerized resin is must be able to withstand prolonged contact with the resulting brines and not be reactive with acids.

Working with resin systems, performing the process safely and technically correctly requires the highest performance control and experience. The interval to be treated with resins should be isolated from the rest of the well to ensure effective injection into perforations, to prevent loss of process fluids and contamination of resins. Mainly, hardening works are carried out near the bottom hole up to a depth of 1.5 m. Fastening of thin layers (<6 m) is recommended. It is possible to harden a zone with a maximum thickness of 7 m in one stage.

The main purpose of the pre-cleaning operation is to remove formation fluids (especially water) that are incompatible with the resin system and can contaminate it (fig. 4. a, b). Since the resin has to stick the sand

grains, this is only possible in this situation where rocks is not wet with unrecovered oil and unrecovered water, where the main problem is that the surface of the formation sands is wet with water or oil.

Therefore, the prewash fluid must be carefully selected depending on the type of resin system used. In some cases, condensate with surfactants is used. Other cleaning systems contain solvents such as isopropyl alcohol or EGMBE (Ethylene Glycol Mono-Butyl Ether) to remove water.

(a) Initially driving fluid are encountered with unrecovered water surrounding the sands;

(b) Solvents successfully displace uncovered water and maintain permeability;

(c) The main hardener fluid is injected and enters the pores by capillary pressure;

(d) The injected fluid, other than the residual resin (which binds the sand grains together), is removed from the formation.

The final resin curing fluid to be injected usually consists of resin, solvent, hardener, activator, and accelerator (optional). Different resin systems are used depending on the cleanliness, pressure, temperature and other properties of the bottom hole.

One of the most important factors when developing a resin processing fluid is the formation temperature. This dictates the curing time of the resin and thus the necessary concentrations of certain additives such as accelerators and hardeners. In order to ensure uniform coverage of the layer to be fixed, the injection itself should be carried out at a low speed below the initial fracturing pressure (fig. 4. c).

In the phase separation process, the polymerized resin separates from the solvent as a second liquid phase after some time. Capillary forces draw the resin into the interparticle spaces to the sand grain junctions,

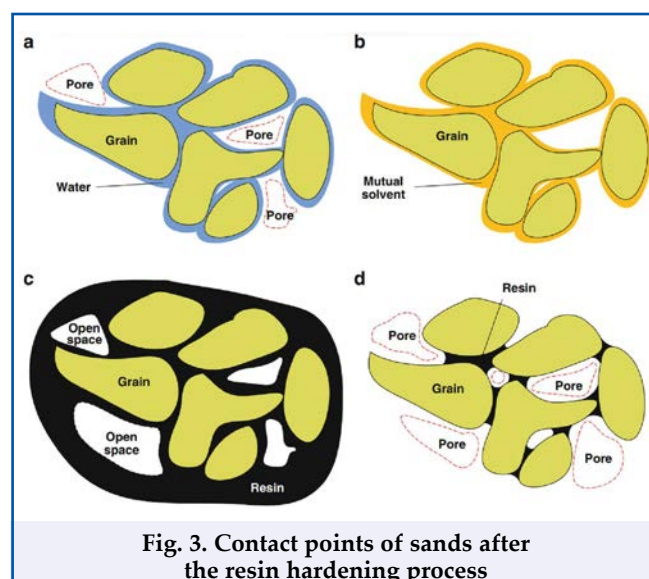


Fig. 3. Contact points of sands after the resin hardening process

where it hardens and binds the sand grains together. Conductivity is preserved by limiting the volume fraction of the individual resin phase.

At the end of the process, the unhardened resin phase remaining in the formation is extracted from it, thus connection is made between the formation and the well after that the well is started to production. Furan and epoxy resins are mainly used. In chemical hardening, the desired fluids are rarely ready-to-use without additives, as they require proper placement, resin hardening, etc. helps to obtain the properties required for Let's take a look at some of these important supplements and their main purposes.

Activators, as very important additives, are used to extend the penetration time of the resin and minimize the hardening time. It can also be added to the second excess liquid to accelerate solidification. When excess activator is added to the fluid to be injected, excessive flushing may be required to maintain permeability. Activators require careful addition to the resin system, as the reaction time with the resin can be greatly reduced.

Accelerators are used to minimize the period used for hardening (to speed up the reaction time). Accordingly, the period used for hardening will be reduced as the injection fluid is used instead. Accelerators are included in the system when the injection and curing oper-

ations are expected to last significantly shorter than normal.

Surfactants are used to reduce the interstitial tension between two liquids or between liquids and solids. They can be very effective in removing associated water in the formation pre-wash. Basically, these are organic compounds that act as dispersants, foaming agents, wetting agents, emulsifiers or detergents.

Isopropyl alcohol (C_3H_8O) is a flammable chemical that can dissolve a wide range of compounds. That is why it is used during washing to remove water. It evaporates quickly and, unlike other solvents, is not very toxic.

EGMBE or ethylene glycol mono-butyl ether is a solvent for both aqueous and non-aqueous liquids. It effectively cleans sand and displaces mixed residual water. The end result of such an effect is a better accessibility of the resin to the intergranular spaces.

Additionally, the hardening solution may reduce permeability to some extent. In order to minimize this decrease, it has been determined based on laboratory experiments that it is possible to maintain the primary permeability of the formation when $CaCO_3$ is used up to 20-30 percent in the solution as a foaming agent.

When applied in an aggressive environment, the use of NaOH as a neutralizer will greatly increase the effectiveness.

Conclusion

- As a result of research, the methods used have shown their effectiveness. The advantages of the method of chemical hardening of the bottom hole used against sand plug are the following:
- The use of gel forming systems is more effective than others in the current waterproofing measures in fields that are in the final stage of development;
- Among the used compositions, the most successful ones are mixtures of NaSi with different compositions;
- Although the composition with many gels is effective for a certain period of time, there is a need to increase the durability of the formation.
- The application of anti-sand factor hardening systems does not require the introduction of gravel into the perforation zone, therefore, there is no significant reduction in production, as in the case of the application method of gravel sand control screen;
- No special construction equipment is required and therefore no additional funds are spent for its rental;
- Chemical consolidation can be done through existing completion or hydraulic fracturing;
- It is quite cheap compared to gravel sand control screen and hydraulic fracturing methods;
- By maintaining 60-90% of the original permeability, it prevents the increase of the Skin factor in the bottom hole, thus it is possible to maintain more than 90% of the original productivity.

As a result of the research work, all the solutions given to the problems showed their effectiveness both in terms of reducing human labor, both economically and ecologically.

Ədəbiyyat

1. French, McCay D., Rowe, J. J., Whittier, N., et al. (2018). Estimation of potential impacts and natural resource damages of oil. *Journal of Hazardous, Materials* 107, 11-25.
2. Ibadzada, T. F. (2022). Solation works against irrigation with gel composition in oil reserves at the final stage of processing. *Proceedings of Azerbaijan High Technical Educational Institutions*, 12(01), 100-108.
3. Salavatov, T. Ş., İsmayılov, Ş. Z. (2019). Dəniz qaz və qazkondensat yataqlarının işlənməsi nəzəriyyəsi və istismar texnologiyası. *Baki: ADNSU*.
4. Ben Mahmud, H. (2020). Sand production: A smart control framework for risk mitigation. *Petroleum*, 6(1), 1-13.
5. Wasnik, A., Mete, S. (2005). Application of resin system for sand consolidation, mud-loss control and channel repairing. SPE-97771-MS. In: *SPE International Thermal Operations And Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
6. Suman, G. Jr., Ellis, R. C., Snyder, R. E. (2009). Sand control handbook. 2nd edn. *Houston: Gulf Publishing*.
7. Smith, T. K. (2011). Sand consolidation through production tubing. SPE-69-232. In: *SPE Annual Spring Meeting. Society of Petroleum Engineers*.
8. Schechter, R. S. (2018). Oil well stimulation. *Englewood Cliffs: Prentice-Hall/Simon & Schuster*.
9. Bellarby, J. (2009). Well completion design. Vol. 56 - Developments in petroleum science. *Elsevier*.
10. Larsen, T., Lioliou, M., Josang, L. O., Ostvold, T. (2006). Quasinatural consolidation of poorly consolidated oilfield reservoirs. SPE-100598-MS. In: *SPE International Oilfield Scale Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
11. Ahmad, F. F., Novruzova, S. G., Gadashova, E. V. (2021). Causes and analysis of water encroachment of some offshore fields products of Azerbaijan. *News of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan Satbayev University*, 3, 106-111.
12. Тази́ев, М. М., Сагитов, Д. К. (2005). Методические основы прогнозирования динамики прогресса обводнения добывающих скважин на основе промысловой геолого-технической информации о строении эксплуатируемых объектов и режимах работы скважины. *Нефтепромысловое дело*, 12, 25-39.

References

1. French, McCay D., Rowe, J. J., Whittier, N., et al. (2018). Estimation of potential impacts and natural resource damages of oil. *Journal of Hazardous, Materials* 107, 11-25.
2. Ibadzada, T. F. (2022). Solation works against irrigation with gel composition in oil reserves at the final stage of processing. *Proceedings of Azerbaijan High Technical Educational Institutions*, 12(01), 100-108.
3. Salavatov, T. Sh., Ismayilov, Sh. Z. (2019). Deniz qaz və qazkondensat yataqlarının işlənməsi nezeriyyesi ve istismar texnologiyasi. *Baki: ADNSU*.
4. Ben Mahmud, H. (2020). Sand production: A smart control framework for risk mitigation. *Petroleum*, 6(1), 1-13.
5. Wasnik, A., Mete, S. (2005). Application of resin system for sand consolidation, mud-loss control and channel repairing. SPE-97771-MS. In: *SPE International Thermal Operations And Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
6. Suman, G. Jr., Ellis, R. C., Snyder, R. E. (2009). Sand control handbook. 2nd edn. *Houston: Gulf Publishing*.
7. Smith, T. K. (2011). Sand consolidation through production tubing. SPE-69-232. In: *SPE Annual Spring Meeting. Society of Petroleum Engineers*.
8. Schechter, R. S. (2018). Oil well stimulation. *Englewood Cliffs: Prentice-Hall/Simon & Schuster*.
9. Bellarby, J. (2009). Well completion design. Vol. 56 - Developments in petroleum science. *Elsevier*.
10. Larsen, T., Lioliou, M., Josang, L. O., Ostvold, T. (2006). Quasinatural consolidation of poorly consolidated oilfield reservoirs. SPE-100598-MS. In: *SPE International Oilfield Scale Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
11. Ahmad, F. F., Novruzova, S. G., Gadashova, E. V. (2021). Causes and analysis of water encroachment of some offshore fields products of Azerbaijan. *News of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan Satbayev University*, 3, 106-111.
12. Taziyev, M. M., Sagitov, D. K. (2005). Metodicheskiye osnovy prognozirovaniya dinamiki progressa obvodneniya dobyvayushchikh skvazhin na osnove promyslovoy geologo-tekhnicheskoy informatsii o stroyenii ekspluatiruyemykh ob"yektov i rezhimakh raboty skvazhiny. *Neftpromyslovoye delo*, 12, 25-39.

Анализ методов борьбы с осложнениями, возникающими в период эксплуатации скважин на заключительной стадии разработки**T. Ф. Ибадзада**

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье, на основе данных месторождений, находящихся в завершающей стадии эксплуатации, исследованы важнейшие осложнения, возникшие в период добычи и методы предотвращения этих осложнений в современную эпоху. В частности, исследованы методы предотвращения песчаных пробок и обводнения, которые являются основными проблемами на месторождениях данного типа, исследованы методы выборочной борьбы с обводнением, показаны наиболее успешные среди этих методов, рассмотрены методы применения скважинного фильтра и упрочнения забоя от песчаной пробки путем применения смолосодержащих компонентов.

Ключевые слова: осложнения; песчаная пробка; обводнение; химическое затверждение; гидроизоляция.

İşlənmənin son mərhələsindəki yataqlarda quyuyuların istismarı zamanı yaranan mürəkkəbləşmələrə qarşı mübarizə üsullarının araşdırılması**T. F. İbadzadə**

«Neftqazəlmütədiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə işlənmənin son mərhələsində olan yataqların məlumatlarına əsasən istismar dövründə baş verən ən vacib mürəkkəbləşmələrə və bu mürəkkəbləşmələrə qarşı müasir dövrdə aparılan mübarizə üsulları araşdırılmışdır. Xüsusilə bu tip yataqlarda başlıca problem olan qum və su təzahürü ilə mübarizə üsulları araşdırılmış və bu üsullar sulaşmaya qarşı selektiv mübarizə üsullarının əhəmiyyətliyi araşdırılmış, bu üsullar içərisində ən uğurlu olanlar göstərilmişdir, quma qarşı quyudibi zonanın bərkidilməsi və müasir dövrdə quyudibi süzgəclərin istifadəsinə baxılmış, Quyudibi zonanın bərkidilməsində qətran tərkibli komponentlərin istifadəsi qeyd olunmuşdur.

Açar sözlər: mürəkkəbləşmələr; qum tıxacı; sulaşma; kimyəvi bərkidilmə; suizolyasiya.

ИССЛЕДОВАНИЯ ИННОВАЦИОННОГО ВОДО-ИЗОЛЯЦИОННОГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ КАРБАМИД-ФОРМАЛЬДЕГИДНОЙ СМОЛЫ

А. Г. Гаибова*¹, М. М. Аббасов²¹НИПИ «Нефти и газа» SOCAR, Баку, Азербайджан²Азербайджанский Государственный Институт Нефтяной Промышленности, Баку, Азербайджан

Study of Innovative Water-Insulating Composition Based on Urea-Formaldehyde Resin

A. Q. Qayibova*¹, M. M. Abbasov²¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan²Azerbaijan State Oil Industry Institute, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The world's oil companies currently produce an average of three tons of water for every ton of oil extracted from depleting reservoirs. In Azerbaijani fields, this figure is 15 tons of water per 1 ton of oil. During repair and isolation work in production wells, it is necessary to use such water-proofing materials that selectively reduce the amount of water produced from the well, without reducing the oil production rate. The problem arose of creating a polymer cement composition based on urea-formaldehyde resin using an available catalyst (hardener) that eliminates the above disadvantages. Firstly, it was necessary to expand the temperature range, in connection with this, an aqueous 2% hydrochloric acid (HCl) solution was chosen with the addition of 5.0 to 13.0 % by weight of urea-formaldehyde resin, for temperatures from 20÷75 °C.

KEYWORDS:

Insulation;
Polymer;
Hydrochloric acid;
Urea-formaldehyde resin;
Chromium metal salts.

*e-mail: nurlanaqayibova@gmail.com<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200030>

В настоящее время нефтяные компании мира добывают в среднем три тонны воды на каждую тонну нефти, извлекаемой из истощающихся пластов. На Азербайджанских месторождениях этот показатель составляет 15 т воды на 1 т нефти. Огромные средства тратятся ежегодно на подготовку и утилизацию добываемой воды. В процессе эксплуатации месторождения обводненность продукции постоянно увеличивается. В результате расходы на обработку воды достигают стоимости добываемой нефти, а обводненность – «экономического предела».

Поступление воды в скважину возможно как по каналам фильтрации по мере истощения залежи, так и за счет прорыва нагнетаемой воды, поступления ее посредством заколонной циркуляции сверху или снизу продуктивного горизонта, а также из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Технологии ограничения водопритоков за счет закачки тампонирующих материалов снижают количество добываемой из скважины воды, но при этом снижают также и добычу нефти, так как неселективно кольматируют все поры коллектора.

При ремонтно-изоляционных работах в добывающих скважинах необходимо применение таких водоизоляционных материалов, которые селективно снижают количество добываемой из сква-

жины воды, не уменьшая при этом дебита нефти.

Широкое промышленное применение в нефтедобыче нашли водорастворимые органические полимерные составы для внутрипластовой водоизоляции. Существенным недостатком применяемых полимерных композиций при внутрипластовой водоизоляции является отсутствие возможности контроля и регулирования процесса гелеобразования в системе скважина-пласт. Применение низкоконцентрированных полимерных составов приводит к снижению продолжительности эффективности технологии из-за низкой прочности. Использование концентрированных полимерных составов уменьшает глубину проникновения композиции в выработанную зону пласта. Повторные обработки применяемыми полимерными составами также снижают их эффективность.

Актуальным направлением для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является создание и применение технологий внутрипластовой водоизоляции с использованием полимерных составов с регулируемым процессом гелеобразования, с повышенной прочностью и проникающей способностью. Комплексные лабораторные исследования позволяют подобрать оптимальный полимерный состав для внутрипластовой водоизоляции с учетом его физико-хими-

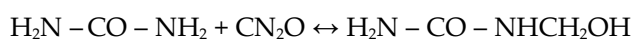
ческих, реологических и фильтрационных характеристик для конкретных геолого-физических условий нефтяных месторождений.

В таком виде с определенными недостатками полимерный тампонажный состав не обладает свойствами, позволяющими использовать его для ремонтно-изоляционных работ в широком диапазоне температур. Исходя из вышеизложенного, возникла проблема создания полимерного тампонажного состава на основе карбаминоформальдегидной смолы с использованием доступного катализатора (отвердителя), исключающего вышеперечисленные недостатки. Во-первых, надо было расширить диапазон температур, в связи с этим выбран отвердитель водный 2% раствор соляной кислоты (HCl) с добавлением от 5.0 до 13.0 % к массе карбаминоформальдегидной смолы, для температур от 20÷75 °C [1-3].

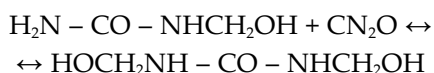
Получение карбаминоформальдегидных смол основано на процессах поликонденсации, происходящих при взаимодействии карбамида с формальдегидом. Реакции поликонденсации протекают в несколько стадий, направление которых и свойства образующихся продуктов зависят от условий процесса: соотношения исходных веществ, концентрации водородных ионов в реакционной массе, температуры и продолжительности процесса.

Реакцию образования метилолкарбамида можно представить следующим образом:

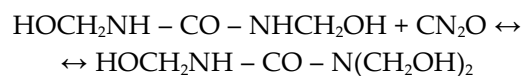
1) монометилолкарбамида



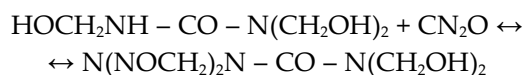
2) диметилолкарбамида



3) триметилолкарбамида



4) тетраметилолкарбамида



Карбамид хорошо растворяется в растворе формальдегида даже при комнатной температуре и очень быстро при нагревании. Процесс растворения эндотермичен. Независимо от условий протекания реакции карбамида с формальдегидом в первой ее стадии образуются оксиметиленовые (метилольные) группы. Карбамид имеет четыре реакционноспособных атома водорода и теоретически может присоединить четыре молекулы формальдегида, образуя тетраметилолкарбамида [4-11].

Технический результат был достигнут тем, что в предложенном полимерном тампонажном составе, включающем карбаминоформальдегидную смолу, кислотный отвердитель, наполнитель и растворитель, в качестве кислотного отвердителя применяется водный раствор солей хрома (CrCl_2 , CrSO_4 , $(\text{CH}_3\text{COO})_2\text{Cr}$), а в качестве растворителя для отвердителя является вода, кроме того, состав дополнительно содержит и другие инертные наполнители (древесная мука, древесные опилки, асбест, крахмал). В итоге к использованию разработана быстросхватывающая изоляционная смесь на основе карбаминоформальдегидной смолы, для температур 20÷120 °C, с регулируемым сроком схватывания от 15 минут до 8 часов. Добавление к изоляционному составу инертных наполнителей, таких как древесная мука, древесные опилки,

Состав и свойства полимерного изоляционного раствора и камня							Таблица
Miqdarı, %		Temperatur, °C	Начало загустевания, мин	Конец загустевания, мин	Прочность на изгиб, $\sigma_{из}$, МПа	Genişlənmə, %	
Karbamid-formaldehid qatranı	Yüksək temperaturlu bərkidici (CrCl_2 , CrSO_4 , $(\text{CH}_3\text{COO})_2\text{Cr}$)						
50	3	56	120	160	2.5	5	
50	3	60	110	150	3	7.5	
50	3	65	100	140	5.2	9	
50	3	70	90	120	7.5	11	
50	3	75	45	85	9.4	20	
50	2	80	40	50	10	25	
50	0.5	90	180	210	8.1	40	
50	1	100	45	60	10.3	62	
50	0.5	120	80	85	9.5	79	

асбест, крахмал, повышает прочность и регулирует плотность. Применяемый отвердитель высоких температур, медный купорос хорошо растворим в воде и разбавленном спирте. Состав и свойства предлагаемого полимерного тампонажного раствора и полученного камня показаны в таблице.

Одновременно образцы тампонажного камня определялись на прочность на изгиб и на объемное расширение.

При исследованиях наибольшее расширение достигнуто до 80% при температуре 110 °С, наибольшая прочность на изгиб 10 МПа. Из приведенной таблицы видно, что температурный диапазон предлагаемого состава увеличился и составил 60÷120 °С, время начала загустевания (потеря подвижности) составила от 40 минут до 3 часов,

что является приемлемым для ремонтно-изоляционных работ, прочность и расширение в объеме при повышении температуры соответствует требованиям к аналогичным изоляционным материалам. Сравнение предлагаемого тампонажного полимерного состава с другими аналогичными составами показало наличие нового качественного и количественного тампонажного состава с использованием в качестве кислотного отвердителя для высоких температур.

По результатам лабораторных исследований, предлагаемый тампонажный полимерный состав соответствует качественным показателям, позволяющим широко применять его для проведения ремонтно-изоляционных работ при эксплуатации, ремонте скважин.

Выводы:

- Разработан полимерный быстросхватывающий тампонажный состав на основе карбамидо-формальдегидной смолы, включающий кислотный отвердитель, инертные наполнители и воду, в качестве кислотного отвердителя используют для низких температур (20-75 °С) водный раствор соляной кислоты, а для высоких температур (75-120 °С) водный раствор солей хрома (CrCl_2 , CrSO_4 , $(\text{CH}_3\text{COO})_2\text{Cr}$).
- Быстросхватывающий тампонажный состав обладает регулируемыми сроками схватывания и загустевания в интервале температур от 20 до 120 °С.

Әдәбият

1. Апасов, Г. Т. (2013). Практическое применение ремонтно-изоляционных работ с комбинированными составами. *Нефтепромысловое дело*, 12, 18-24.
2. Апасов, Т. К., Апасов, Г. Т., Саранча, А. В. (2015). Проведение в скважинах водоизоляционных работ на основе карбамидоформальдегидной смолы. *Территория «Нефтегаз»*, 6, 84-88.
3. Апасов, Т. К., Грачев, С. И., Апасов, Г. Т., Леонтьев, С. А. (2017). Исследование и разработка водоизоляционного состава на основе карбамидоформальдегидной смолы. *Нефтяное хозяйство*, 9, 112-115.
4. de Jong, J. I. (2010). Kinetics of the reaction between mono-methylolurea and methylene diurea. *Recueil des Travaux Chimiques des Pays-Bas*, 72(3), 207-212.
5. Li, T., Cao, M., Liang, J., et al. (2017). New mechanism proposed for the base-catalyzed urea-formaldehyde condensation reactions: A theoretical study. *Polymers*, 9(6), 203.
6. Li, T., Du, G., Guo, X., et al. (2015). Competitive formation of the methylene and methylene ether bridges in the urea-formaldehyde reaction in alkaline solution: A combined experimental and theoretical study. *Wood Science and Technology*, 49, 475-493.
7. Li, T., Cao, M., Liang, J., et al. (2017). Theoretical confirmation of the quinone methide hypothesis for the condensation reactions in phenol-formaldehyde resin synthesis. *Polymers*, 9, 45.
8. Steinhof, O., Scherrb, G., Hasse, H. (2016). Investigation of the reaction of 1,3-dimethylurea with formaldehyde by quantitative on-line NMR spectroscopy: A model for the urea-formaldehyde system. *Magnetic Resonance in Chemistry*, 54, 457-476.
9. Cao, M., Li, T., Liang, J., Du, G. (2017). The influence of pH on the melamine-dimethylurea-formaldehyde co-condensations: A quantitative ¹³C-NMR study. *Polymers*, 9, 109.
10. Li, T., Liang, J., Cao, M., et al. (2016). Re-elucidation of the acid-catalyzed urea-formaldehyde reactions: A theoretical and ¹³C-NMR study. *Journal of Applied Polymer Science*, 133, 44339-44356.
11. Liang, J., Li, T., Cao, M., Du, G. (2016). Urea-formaldehyde resin structure formation under alkaline condition: A quantitative ¹³C-NMR study. *Journal of Adhesion Science and Technology*, 32(4), 439-447.

References

1. Apasov, G. T. (2013). Practical usage of repair-isolation works with combined compositions. *Oilfield Engineering*, 12, 18-24.
2. Apasov, T. K., Apasov, G. T., Sarancha, A. V. (2015). Performance of water insulation works in wells on the basis of carbamide formaldehyde resin. *Territoriya «Nefteqaz»*, 6, 84-88.
3. Apasov, T. K., Grachev, S. I., Apasov, G. T., Leontiev, S. A. (2017). Research and development of waterproofing composition based on urea-formaldehyde resin. *Oil Industry*, 9, 112-115.
4. de Jong, J. I. (2010). Kinetics of the reaction between mono-methylolurea and methylene diurea. *Recueil des Travaux Chimiques des Pays-Bas*, 72(3), 207-212.
5. Li, T., Cao, M., Liang, J., et al. (2017). New mechanism proposed for the base-catalyzed urea-formaldehyde condensation reactions: A theoretical study. *Polymers*, 9(6), 203.
6. Li, T., Du, G., Guo, X., et al. (2015). Competitive formation of the methylene and methylene ether bridges in the urea-formaldehyde reaction in alkaline solution: A combined experimental and theoretical study. *Wood Science and Technology*, 49, 475-493.
7. Li, T., Cao, M., Liang, J., et al. (2017). Theoretical confirmation of the quinone methide hypothesis for the condensation reactions in phenol-formaldehyde resin synthesis. *Polymers*, 9, 45.
8. Steinhof, O., Scherrb, G., Hasse, H. (2016). Investigation of the reaction of 1,3-dimethylurea with formaldehyde by quantitative on-line NMR spectroscopy: A model for the urea-formaldehyde system. *Magnetic Resonance in Chemistry*, 54, 457-476.
9. Cao, M., Li, T., Liang, J., Du, G. (2017). The influence of pH on the melamine-dimethylurea-formaldehyde co-condensations: A quantitative ¹³C-NMR study. *Polymers*, 9, 109.
10. Li, T., Liang, J., Cao, M., et al. (2016). Re-elucidation of the acid-catalyzed urea-formaldehyde reactions: A theoretical and ¹³C-NMR study. *Journal of Applied Polymer Science*, 133, 44339-44356.
11. Liang, J., Li, T., Cao, M., Du, G. (2016). Urea-formaldehyde resin structure formation under alkaline condition: A quantitative ¹³C-NMR study. *Journal of Adhesion Science and Technology*, 32(4), 439-447.

Исследования инновационного водо-изоляционного состава на основе карбамид-формальдегидной смолы

A. G. Гаубова¹, M. M. Аббасов²

¹НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

²Азербайджанский Государственный Институт Нефтяной Промышленности, Баку, Азербайджан

Реферат

В настоящее время нефтяные компании мира добывают в среднем три тонны воды на каждую тонну нефти, извлекаемой из истощающихся пластов. На Азербайджанских месторождениях этот показатель составляет 15 т воды на 1 т нефти. При ремонтно-изоляционных работах в добывающих скважинах необходимо применение таких водоизоляционных материалов, которые селективно снижают количество добываемой из скважины воды, не уменьшая при этом дебита нефти. возникла проблема создания полимерного тампонажного состава на основе карбамидо-формальдегидной смолы с использованием доступного катализатора (отвердителя), исключающего вышеперечисленные недостатки. Во первых, надо было расширить диапазон температур, в связи с этим выбран отвердитель водный 2% раствор соляной кислоты (HCl) с добавлением от 5.0 до 13.0 % к массе карбамидо-формальдегидной смолы, для температур от 20÷75 °С.

Ключевые слова: изоляция; полимер; соляная кислота; карбамидо-формальдегидная смола; соли металлов хрома.

Karbamid-formaldehid qatranı əsasında innovativ su təcrid edici tərkibinin öyrənilməsi

A. H. Qayıbova¹, M. M. Abbasov²

¹«Neftqazəlmütədiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan

²Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Hazırda dünya neft şirkətləri tükənən laylardan çıxarılan hər ton neft üçün orta hesabla üç ton su hasil edir. Azərbaycan yataqlarında bu rəqəm 1 ton neftə 15 ton su təşkil edir. İstismar quyularında təmir-təcrid işləri zamanı neft hasilatını azaltmadan quyudan hasil edilən suyun miqdarını selektiv şəkildə azaldan materiallardan istifadə etmək lazımdır. Problem yuxarıda göstərilən çatışmazlıqları aradan qaldıran mövcud katalizatorlardan (tikicilərdən) istifadə edərək, karbamid-formaldehid qatranına əsasında polimer sement kompozisiyasının yaradılmasıdır. Birincisi, temperatur diapazonunu genişləndirmək lazım idi, bununla əlaqədar olaraq, 20÷75 °С arasında olan temperatur üçün 5.0-13.0 % karbamid-formaldehid qatranı əlavə edilməklə hidroklor turşusunun (HCl) 2 % sulu məhlulu seçildi.

Açar sözlər: izolyasiya; polimer; xlorid turşusu; karbamid-formaldehid qatranı; xrom metal duzları.

LAY SULARININ SELEKTIV TƏCRİDİ ÜÇÜN GELƏMƏLƏGƏTİRİCİ
KOMPOZİSİYANIN İŞLƏNMƏSİ VƏ LABORATOR TƏDQIQIX. M. İbrahimov*¹, A. Q. Qurbanov², F. K. Kazımov¹, A. F. Əkbərova¹¹«Neftqazelmütədiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan²Ümid Babək Əməliyyat Şirkəti (UBOC), Bakı, Azərbaycan

Development and Laboratory Test of the Gelling Composition for the Selective Isolation of Formation Waters

Kh. M. Ibrahimov*¹, A. Q. Gurbanov², F. K. Kazimov¹, A. F. Akberova¹¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan²Umid Babek Operation Company (UBOC), Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The paper discusses the development of a silicon-dioxide based back plugging material with a controllable gelling period, which provides selective isolation of highly permeable areas of the bottomhole zone (BHZ) in production wells. The optimal composition, concentration and mixing procedure of the components for the gelling process based on the reaction between sodium silicate (Na_2SiO_3) and hydrochloric acid (HCl) were determined. Also gel formation, beginning and end of solidification, temperature and baric barometric dependences of the process were studied at the best power mixture ratios. In addition, the effect of the gelling composition with the optimal composition on the permeability of the layers was studied by checking the layered formation model. It was determined that in certain concentrations and ratios of Na_2SiO_3 and HCl solutions, a gelling composition is formed, and it is possible to use this composition for the selective isolation of reservoir waters.

KEYWORDS:

Well bottom zone;
Gel; composition;
Reservoir model;
Hydrochloric acid;
Liquid glass;
Water flooding;
Permeability;
Selective isolation.

*e-mail: khidir.ibrahimov@socar.az<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200031>

İşlənən son mərhələsində olan yataqlardan istismar olunan quyular məhsulun yüksək dərəcədə sulaşması ilə xarakterizə olunur ki, bu da yatağın işlənməsinin texniki-iqtisadi göstəricilərinə mənfi təsir edir. Tədqiqatlar göstərir ki, quyuların sulaşmasının 50%-dən yüksək olması onların təmirarası iş müddətinin azalmasına səbəb olur [1-3]. Odur ki, axınlarının məhdudlaşdırılması üçün effektiv üsulların işlənməsi neftçaxarmanın aktual məsələlərindəndir. Quyularda su axınlarının təcridi məqsədlə müxtəlif üsullardan istifadə olunur ki, onların da bəzi neqativ xüsusiyyətləri vardır. Belə ki, selektiv çöküntüəmələgəlmə texnologiyasının mənfi xüsusiyyəti ondadır ki, çöküntüəmələgətirici reagentlər layın yüksəkkeçiriciliyə malik məsamələrindən qısa zaman ərzində yuyula bilir ki, bu da üsulun effektivliyini azaldır. Quyudibi zonanın (QDZ-nin) sement məhlulları ilə bərkidilmə üsulunun çatışmayan cəhəti odur ki, vurulan sement məhlulu neftlə doymuş məhsuldar təbəqəni çirkləndirir və nəticədə quyunun məhsuldarlığı aşağı düşür [1, 2].

İstismar (hasilat) quyularında su axınının selektiv təcridi texnologiyalarından ən perspektivli olanlar qələvi-silikat gəllərinə əsaslanan kompozisiyalardan istifadə texnologiyasıdır. Natrium silikat (maye şüşə) və turşu agentin qarşılıqlı təsiri nəticəsində yaranan silisium gel, suyun daxil olmasını təcrid etmək üçün

yaxşı təcridedici agentdir. Belə ki, silisium əsaslı gəllər mühitin təhlükəsizliyi və yüksək temperaturlu quyularda tətbiqi baxımdan daha əlverişli olmaqla yanaşı, kimyəvi təsirlərə qarşı da stabildir. Bu gəllər lay suları və süxur səthləri ilə təmasda özünü kimyəvi indifferant aparır.

Xlorid turşusu və maye şüşənin müxtəlif qatılıqlı məhlullarından ibarət kompozisiyalar hazırlanaraq, onların tutuşma müddəti və mühitin pH göstəriciləri cədvəl 1-də göstərilmişdir.

Cədvəldən göründüyü kimi, 4-cü tərkib həm tutuşma vaxtına, həm də mühitin xarakterinə görə optimal tərkib kimi götürülə bilər. Qarışıq hazırlanarkən maye şüşə turşu üzərinə əlavə edilməlidir, əks halda qarışdırmada dərhal gel əmələ gəlir.

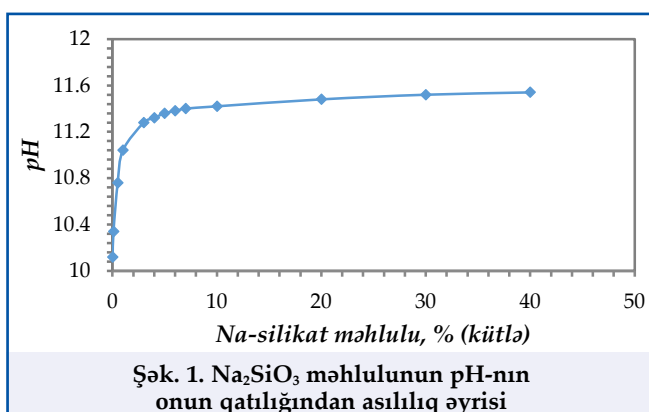
İlkin olaraq müxtəlif qatılıqlı Na_2SiO_3 məhlullarının pH-ı müəyyən edilmiş və nəticələr şəkil 1-də verilmişdir. Şəkildən göründüyü kimi, Na_2SiO_3 məhlulu yüksək bufer tutumuna malikdir və təxminən 8-10% (kütlə) qatılıqlı məhlulundan başlayaraq sonrakı qatılıqlarda məhlulun pH-ı dəyişmir. Xlorid turşusu ilə qarşılıqlı təsir zamanı neytrallaşmanı nəzərə alaraq gəlin əmələ gəlməsi üçün 10%-li Na_2SiO_3 məhlulu optimal qatılıq kimi götürülmüşdür. Lakin buna baxmayaraq, müxtəlif qatılıqlı natrium silikat məhluluna fərqli faizli HCl məhlulları əlavə etməklə

Cədvəl 1				
Na ₂ SiO ₃ və HCl ilə ilkin gel əmələgəlmənin optimal şəraitinin mühitin turşuluğu və komponentlərin miqdarından (kütlə, %) asılılığı				
	Qarışdırılan komponentlərin qatılığı, %-lə (eyni həcmdə)		Bərkimə vaxtı, saat T = 24 °C-də	Mühitin xarakteri
	Na ₂ SiO ₃	HCl		
1	40	20	Dərhal	pH>7
2	20	10	Dərhal	pH>7
3	15	10	Dərhal	pH>7
4	10	10	9-12	pH=3
5	10	15	16-18	pH<3
6	10	20	27-31	pH<3
8	10	30	>42	pH<2

Cədvəl 2				
Na ₂ SiO ₃ və HCl ilə ilkin gel əmələgəlmənin optimal şəraitinin mühitin turşuluğundan asılılığının nəticələri				
	Gelin ilkin komponent tərkibi (kütlə nisbəti ilə)		Bərkimə vaxtı, saat	Mühitin xarakteri
	Na ₂ SiO ₃ /HCl			
1	2:1		Dərhal	pH>7
2	4:1		-"	pH>7
3	6:1		-"	pH>7
4	10:1		-"	pH>7
5	1:2		24	pH<3
6	1:1		-"	pH<3
8	1:1		72	pH=3-5

düyü kimi, maye şüşə məhluluna HCl əlavə edildikdə natrium silikat ilə reaksiya baş verir, duz neytrallaşır, mühitdə silikagelin formalaşması baş verir və mühitin pH-ı 1.5-2-yə qədər azalır. 5%-li maye şüşə məhluluna HCl əlavə edildikdə mühitin pH-ı kəskin azalır ki, bu da mühitdə turşunun artıq miqdarı ilə izah olunur. Gel əmələ gəlməsinin optimal pH-ı 4-5 arasındadır. 10%-li maye şüşə ilə 10%-li HCl məhlullarının qarışığını optimal tərkib kimi qəbul etmək olar. 20%-dən yuxarı HCl məhlulu istifadə edildikdə mühitin pH-ı kəskin azalır ki, bu da arzuolunmazdır. 15 və 20%-li turşu məhlulundan istifadə etmək isə əlavə sərfiyyat və kimyəvi tərkibin maya dəyərinin artması, eyni zamanda quyudibi işləmələrdə süxurlarla turşu arasında reaksiya nəticəsində CO₂-nin alınması ilə təzyiq yaranması səbəbindən texnoloji çətinliklər yarana bilər ki, bu da arzuolunmazdır. Bu baxımdan 10%-li Na₂SiO₃ ilə 10-12%-li HCl-dən istifadə etməklə hazırlanan məhlulu geləmələgəlmə üçün optimal tərkib kimi istifadə etmək olar.

Na₂SiO₃ ilə HCl arasında geləmələgəlmə prosesini və bərkimə reaksiyasının müddətinə müəyyən bərkidicilərin və kimyəvi reagentlərin təsirini öyrənmək



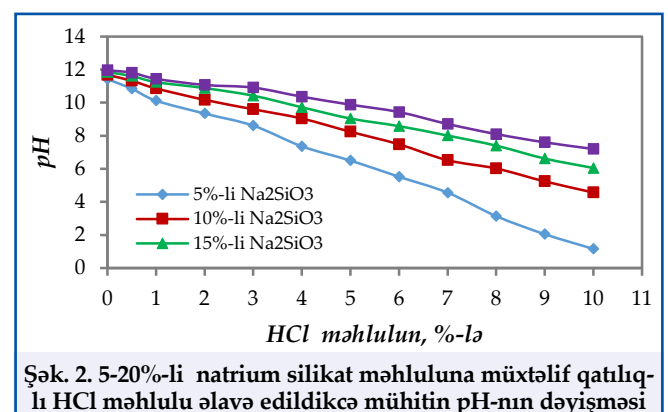
Şəkil 1. Na₂SiO₃ məhlulunun pH-nın onun qatılığından asılılığı əyrəsi

məqsədi ilə müxtəlif eksperimentlər aparılmışdır. 10%-li maye şüşə ilə 10%-li xlorid turşusu məhlullarının qarışdırılması 2 qayda ilə aparılmışdır.

1. silikat məhluluna turşu məhlulunun əlavə edilməsi,
2. turşu məhluluna silikat məhlulunun əlavə edilməsi.

Natrium silikat (maye şüşə) məhlulu üzərinə HCl məhlulu əlavə etməklə (qələvi mühitə) aparılan təcrübələr reaksiyanın tam həcmdə getməməsini göstərmişdir. Belə ki, turşunun ilkin miqdarının əlavə edilməsi ilə sistemdə heterogen faza yaranır və bərk kütlə formalaşır. Bu isə istifadə olunan maye şüşə məhlulunun sıxlığının ($\rho_{m.s} \approx 1.5 \text{ q/sm}^3$) turşu məhlulu sıxlığından ($\rho_{turşu} \approx 1.05 \text{ q/sm}^3$) təxminən 1.5 dəfə artıq olması və mühitin pH-nın qələviliyi ilə izah olunur ki, nəticədə gel anidən əmələ gəlir və çöküntü şəklində yığılır.

İkinci qayda ilə, yəni turşu məhlulunun üzərinə silikat məhlulu əlavə etməklə (turşu mühitə) aparılan təcrübələr zamanı, bu 2 komponentin çox yaxşı və tam qarışması aydın müşahidə olunmuş və mühitin uzun müddət turşu olması geləmələgəlmə prosesinin



Şəkil 2. 5-20%-li natrium silikat məhluluna müxtəlif qatılıqlı HCl məhlulu əlavə edildikdə mühitin pH-nın dəyişməsi

längiməsinə səbəb olur. Çünki, qeyd olunduğu kimi, geləmələgəlmə qələvi mühitdə baş verir. Əgər mühitdə turşu ekvivalent miqdardan çox olarsa, natrium silikat ilə xlorid turşusu arasında reaksiya baş verir və silikagel əmələ gəlir. Lakin mühitdə turşunun çox olması səbəbindən tam strukturlaşma və ya bərkimə dərhal baş vermir. Zamanla mühitdəki turşuluq qələvi ilə neytrallaşdıqdan sonra gel bütün həcm boyu bərk kütlə formasında müşahidə olunur. Qarışdırılan maddələrin kütlə nisbətindən asılı olaraq gəlin bərkimə müddətinin nəticələri cədvəl 2-də verilmişdir.

Tədqiqatlar göstərmişdir ki, qatılığı 10%-dən az olan xlorid turşusundan istifadə etdikdə gəlin yaranması qısa müddətdə baş verir. 10-20%-li HCl-dən istifadə etdikdə dərhal bərkiməyə və tələblərə cavab verən gel alınır. 20%-li HCl-dən artıq istifadə etdikdə isə əmələ gələn gəlin əsas xassələri dəyişmiş, sadəcə mühitdə turşu artıq miqdarda qalır ki, bu, əlavə sərfiyyətdir. Müəyyən edilmişdir ki, 10%-li maye şüşədən istifadə etdikdə alınan gəlin həcmi maksimum olur, sonrakı artımlar əsaslı dəyişikliklərə gətirib çıxarmır. Aparılan təcrübələrdən belə qənaətə gəlinir ki, cod su iştirakında $pH > 10$ -da gəlin formalaşması dərhal baş verir ki, bu da QDZ-də bərkimə üçün texniki çətinlik yaradır və məqsəduyğun deyil. $pH < 3$ -də isə bərkimə müddəti 16-18 saatdan sonra baş verir ki, inyeksiya üçün əlverişli zaman əldə etmiş oluruq.

Məlumdur ki, kimyəvi reaksiyanın sürətinin temperaturdan asılılığı Vant-Hoff qanunu ilə müəyyən edilir. Bu qanuna görə əksər kimyəvi reaksiyaların sürəti temperaturun hər 10°C artması ilə 2-4 dəfə artmış olur. HCl ilə maye şüşə arasındakı kimyəvi reaksiya da bu qanuna tabe olduğundan, prosesin (geləmələgəlmənin) temperaturdan asılılığı laboratoriya şəraitində tədqiq olunmuşdur (şəkl. 3). İlkin fərziyyəyə görə temperaturun artması prosesi sürətləndirəcək və nəticədə geləmələgəlmə tez baş verəcək.

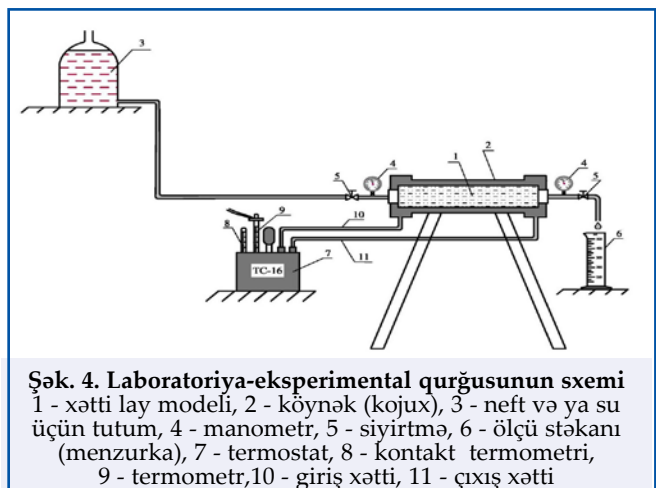
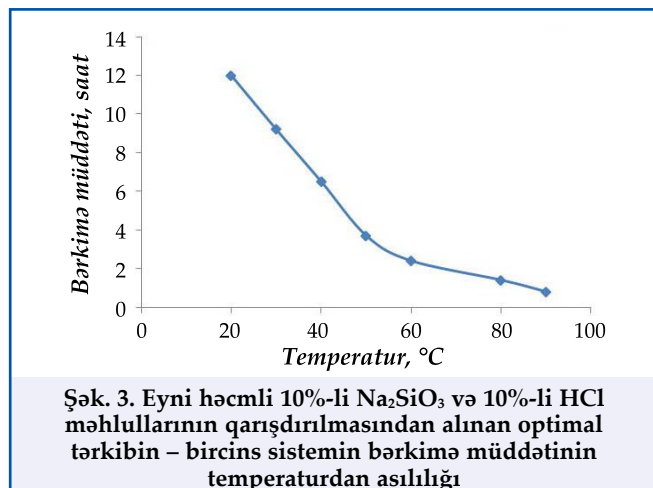
Şəkil 3-dən görüldüyü kimi, temperaturun 20°C -dən 60°C -yə qədər artması bərkimə müddətinin 5-6

dəfə azalmasına səbəb olur ki, bu həqiqətən geləmələgəlmə reaksiyasının sürətinin temperaturdan asılı olduğunu sübut edir. 60°C -dən sonra bərkimə müddəti 1-2 saat aralığında olur ki, bu da məhlulların qarışdırılmasından sonra inyeksiya müddəti üçün əlverişlidir.

Geləmələgətirici kompozisiyanın qeyri-bircins məsələli mühitin keçiriciliyinə təsirini tədqiq etmək məqsədilə şəkil 4-də göstərilmiş laboratoriya-eksperimental qurğusu yığılmışdır.

Lay modelinin daxilində kvars qumundan və kvars qumu ilə 10 % karbonatın qarışığından təşkil olunmuş təbəqəli qeyri-bircins məsələli mühiti yaradır. Əvvəlcə məsələli mühit su ilə tam doyduur və suya görə keçiriciliyi təyin edilir. Sonra model 90°C -yə qədər qızdırıldıqdan sonra modelin çıxışına məsələlər həcmi 25%-i qədər heləmələgətirici kompozisiya müxtəlif variantlarda vurularaq, təbəqələrin keçiriciliyinə təsiri tədqiq edilir. Qeyd etmək lazımdır ki, xətti lay modeli xüsusi köynəklə (2) təhiz edilmişdir (yəni, model xüsusi köynəyin içində yerləşdirilir). Köynək borucuq vasitəsilə termostatla (7) birləşdirilir. Termostata lazımi temperatur verməklə, köynəyin içində, qızdırılmış sudan temperatur vannası yaradır və lay modelinin lazımi temperatura qədər qızdırılması təmin edilir.

Çıxışdan heləmələgətirici kompozisiya vurulduqdan sonra modelin hər iki tərəfi 3 saat bağlı saxlanılır. Bu müddət bitdikdən sonra model giriş hissədən suya birləşdirilərək, suya görə keçiriciliyi təyin edilir. Tədqiqatlardan alınan nəticələr cədvəl 3-də göstərilmişdir. Cədvəldən görüldüyü kimi, ən yaxşı göstərici 10 %-li natrium silikat məhlulu ilə 10 %-li HCl məhlulunun qarışığından alınan kompozisiyanı modelə vurduqda alınır. Belə ki, bu tərkibdə kompozisiyanın vurulması ilə yüksək keçiricilikli təbəqənin keçiriciliyi 3.5-dən 0.2 Darsi-yə qədər (17.5 dəfə) azalmış, azkeçiricilikli təbəqənin keçiriciliyi isə 0.5-dən 2.1 Darsi-yə qədər (4.2 dəfə) artmışdır.



Cədvəl 3

Təbəqəli laya vurulan kompozisiyanın keçiriciliyə təsiri

Modelə vurulan işçi agentlər	Yüksəkkeçiricilikli təbəqə	Azkeçiricilikli təbəqə
	Əvvəlki keçiricilik, D	
	3.5	0.5
	Sonrakı keçiricilik, D	
10 % HCl + 10 % MŞ (1:1 nisbətində qarışıq)	0.2	2.1
10 % HCl, 10 % MŞ (ardıcıl vurulma)	2.6	0.8
12 % HCl + 10 % MŞ (1:1 nisbətində qarışıq)	0.4	1.6
10 % HCl, neft, 10 % MŞ (ardıcıl vurulma)	2.8	0.9

12%-li HCl məhlulu ilə 10%-li natrium silikat məhlulundan ibarət kompozisiyanı modelə vurduqda isə yüksək keçiricilikli təbəqənin keçiriciliyi 3.5-dən 0.4 Darsi-yə qədər (8.75 dəfə) azalmış, azkeçiricilikli təbəqənin keçiriciliyi isə 0.5-dən 1.6 Darsi-yə qədər (3.2 dəfə) artmışdır. Digər hallarda isə bu göstəricilər (yüksəkkeçiricili təbəqənin keçiriciliyinin azalması və azkeçiricili təbəqənin keçiriciliyinin isə artması) çox aşağıdır. Odur ki, 10%-li HCl məhlulu ilə 10%-li natrium silikat məhlulunun qarışığını optimal tərkibli geləmələgətirici kompozisiya kimi qəbul etmək məqsədəuyğundur.

Gələmələgətirici kompozisiyanı təşkil edən komponentləri müxtəlif variantlarda məsaməli mühitə vurmaqla neftin sıxışdırılmasına təsirinə aid seriya eksperimentlər aparılmışdır. Onların ayrı-ayrılıqda nəticələrinə baxaq (cədvəl 4):

Eksperimentin 1-ci seriyasında xətti lay modelində karbonatlı süxurlardan təşkil olunmuş məsaməli mühitdə başlanğıc neftlə doyumluluq və qalıq su yaradıldıqdan sonra neft otaq temperaturunda su ilə sıxışdırılır. Modelin çıxışından süzülən mayenin tərkibində neftin miqdarı tam kəsildikdən sonra sıxışdırma dayandırılmış və model 90 °C-yə kimi qızdırılır. Sonra modelin çıxışına hesablanmış həcmdə (bizim eksperimentdə məsamələrin 25 %-i həcmində) «10%-li HCl + 10%-li maye şüşə» qarışığından ibarət kompozisiya vurulur (kompozisiyanın tərkibində qarışıqların miqdarı 1:1 nisbətində götürülür). Qarışıq vurulduqdan sonra modelin hər iki tərəfi 3 saat bağlı saxlanılır. Həmin müddət bitdikdən sonra model girişdən suya birləşdirilir. Bu halda son sıxışdırma əmsalının qiyməti kompozisiya vurulmazdan əvvəlki ilə müqayisədə 10.5% artmışdır. Yenə modelin çıxışından süzülən mayenin tərkibində neftin miqdarı tam kəsildikdən sonra çıxışdan «HCl-maye şüşə» qarışığı vurularaq model 3 saat bağlı saxlanılır. Bu müddət bitdikdən sonra modelin çıxışına 12%-li HCl məhlulu vurulur. Sonra model girişdən dərhal suya qoşulur. Bu halda son neftsıxışdırma əmsalının qiymətində 4% artım müşahidə olunur.

2-ci seriya eksperimentdə şərait eyni saxlanılmaqla sulaşmış məsaməli mühitdən ibarət modelin çıxışına ardıcıl olaraq neft (5 sm³) – HCl - maye şüşə - neft (5 sm³) və su vurulur. Burada maye şüşə, HCl və suyun həcmi məsamələrin 25%-i miqdarında götürülmüşdür. Sonra model 3 saat bağlı saxlanılır. Bu müddət bitdikdən sonra model girişdən suya birləşdirilir. Bu halda son neftsıxışdırma əmsalının qiyməti agentlər vurulmazdan əvvəlki ilə müqayisədə 6.2% artmışdır. Yenə modelin çıxışından süzülən mayenin tərkibində neftin miqdarı tam kəsildikdən sonra çıxışdan ardıcıl olaraq neft (5 sm³) – HCl - maye şüşə - neft (5 sm³) və su vurulur. Yenə model 3 saat müddətinə bağlı saxlanılır. Bu müddət bitdikdən sonra modelin çıxışına 12%-li HCl məhlulu vurulur. Sonra model girişdən dərhal suya qoşulur. Bu halda son neftsıxışdırma əmsalının qiymətində 2.4% artım müşahidə olunur.

3-cü seriya eksperimentdə şərait eyni saxlanılmaqla sulaşmış məsaməli mühitdən ibarət modelin çıxışına ardıcıl olaraq neft (5 sm³) – maye şüşə - HCl - neft (5 sm³) və su vurulur. Burada maye şüşə, HCl və suyun həcmi məsamələrin 25%-i miqdarında götürülmüşdür. Sonra model 3 saat bağlı saxlanılır. Bu müddət bitdikdən sonra model girişdən suya birləşdirilir. Bu halda son neftsıxışdırma əmsalının qiyməti agentlər vurulmazdan əvvəlki ilə müqayisədə 4.5% artmışdır. Yenə modelin çıxışından süzülən mayenin tərkibində neftin miqdarı tam kəsildikdən sonra çıxışdan neft (5 sm³) – maye şüşə - HCl - neft (5 sm³) və su vurulur. Yenə model 3 saat müddətinə bağlı saxlanılır. Bu müddət bitdikdən sonra modelin çıxışına 12%-li HCl məhlulu vurulur. Sonra model girişdən dərhal suya qoşulur. Bu halda son neftsıxışdırma əmsalının qiymətində 2.1% artım müşahidə olunur.

2-ci və 3-cü seriya eksperimentlərdə modelin çıxışından vurulan işçi agentlərin ardınca dərhal suyun vurulmasında məqsəd vurulan agentlərin quyudibindən layın müəyyən dərinliyinə hərəkət etdirilməsini təmin etməkdir.

Cədvəl 5-də terrigen süxurlardan ibarət sulaşmış məsaməli mühitdən təşkil olunmuş xətti lay modelinə

Cədvəl 4

Karbonatlı süxurlardan ibarət təbəqəli məsaməli mühitdən təşkil olunmuş xətti lay modelinə 90 °C temperaturda HCl-MŞ qarışığının müxtəlif variantlarda vurulmasının nəticələri

Tədqiqatın adı		Son neftsıxıdırma əmsalı	Son neftsıxıdırma əmsalının artımı %
Sulaşmış təbəqəli mühitdən ibarət modelin çıxışına «HCl-maye şüşə» qarışığının vurulması	Modelə çıxışına «HCl - maye şüşə» qarışığının vurulması	0.495	10.5
	Modelin çıxışına yenidən «HCl - maye şüşə» qarışığı vurulduqdan 3 saat sonra 12%-li HCl-un vurulması (izolyasiya və turşu ilə emal)	0.535	4
Sulaşmış təbəqəli mühitdən ibarət modelin çıxışına «neft + HCl + maye şüşə + neft + su»yun ardıcıl vurulması.	Modelin çıxışına «neft + HCl + maye şüşə + neft + su»yun ardıcıl vurulması	0.452	6.2
	Modelin çıxışına yenidən «neft + HCl + maye şüşə + neft + su» ardıcıl vurulduqdan 3 saat sonra 12%-li HCl-un vurulması (izolyasiya və turşu ilə emal)	0.476	2.4
Sulaşmış təbəqəli mühitdən ibarət modelin çıxışına «neft + maye şüşə + HCl + neft + su»yun ardıcıl vurulması	Modelin çıxışına «neft + maye şüşə + HCl + neft + su»yun ardıcıl vurulması	0.435	4.5
	Modelin çıxışına yenidən «neft + maye şüşə + HCl + neft + su» ardıcıl vurulduqdan 3 saat sonra 12%-li HCl-un vurulması (izolyasiya və turşu ilə emal)	0.456	2.1

Cədvəl 5

Terrigen süxurlardan ibarət təbəqəli məsaməli mühitdən təşkil olunmuş xətti lay modelinə 90 °C temperaturda HCl-MŞ qarışığının müxtəlif variantlarda vurulmasının nəticələri

Tədqiqatın adı	Son neftsıxıdırma əmsalı	Son neftsıxıdırma əmsalının artımı%
Sulaşmış təbəqəli mühitdən ibarət modelin çıxışına «HCl - maye şüşə» qarışığının vurulması	0.555	12.2
Sulaşmış təbəqəli mühitdən ibarət modelin çıxışına «neft + HCl + maye şüşə + neft + su»yun ardıcıl vurulması	0.511	7.8

HCl və maye şüşənin 10 %-li məhlullarının müxtəlif variantlarda vurulması ilə aparılmış eksperimental tədqiqatların nəticələri verilmişdir. Eksperimentin birinci seriyasında sulaşmış məsaməli mühit 90 °C-yə kimi qızdırıldıqdan sonra çıxışa modelin çıxışına 1:1 nisbətində 10%-li HCl-la 10%-li maye şüşənin qarışığından ibarət heləmələgətirici kompozisiya vurulduqdan sonra modelin hər iki tərəfi 3 saat bağlı saxlanılır. Bu müddət bitdikdən sonra model girişdən suya birləşdirilir. Bu halda son neftsıxıdırma əmsalı 12.2%

artaraq, 0.555 olmuşdur. Eksperimentin 2-ci seriyasında isə şərait eyni saxlanılmaqla sulaşmış modelin çıxışına ardıcıl olaraq neft, HCl, maye şüşə, neft və su vurulmuşdur. Bu halda isə son sıxıdırma əmsalının qiyməti 7.8% artaraq 0.511 olmuşdur.

Aparılan eksperimental tədqiqatların nəticələrindən görüldüyü kimi, bütün hallarda sulaşmış mühitə 10%-li HCl məhlulu ilə 10%-li natrium silikat məhlulunun qarışığından ibarət kompozisiyanın 1:1 nisbətində vurulması daha optimaldır.

Nəticə

- Laboratoriya tədqiqatları nəticəsində maye şüşə və xlorid turşusunun şirin suda optimal qatılıqlı məhlullarından yeni heləmələgətirici kompozisiya işlənmişdir.
- İşlənmiş heləmələgətirici kompozisiyanın məsaməli mühitin keçiriciliyinə təsirinə əsasən kompozisiyanı əmələ gətirən maye şüşə və xlorid turşusunun sulu məhlullarının optimal nisbətləri müəyyənləşdirilmişdir. Belə ki, bu tərkibdə kompozisiyanın sulaşmış təbəqəli laya vurulması ilə yüksək keçiricilikli təbəqənin keçiriciliyi 17.5 dəfə azalmış, azkeçiricilikli təbəqənin keçiriciliyi isə 4.2 dəfə artmışdır.
- Terrigen süxurlardan ibarət sulaşmış təbəqəli məsaməli mühitdən təşkil olunmuş xətti lay modelinə heləmələgətirici kompozisiyanın müxtəlif variantlarda vurulması ilə son sıxıdırma əmsalının artımı 8-12% təşkil etmişdir.

Ədəbiyyat

1. Салаватов, Т. Ш., Сулейманов, Б. А., Нуряев, А. С. (2000). Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах. *Нефтяное хозяйство*, 12, 81-86.
2. Ибрагимов, Г. З., Фазлутдинов, К. С., Хисамутдинов, Н. И. (1991). Применение химические реагентов для интенсификации добычи нефти. *Москва: Недра*.
3. Дункан, Г., Балковски, П. (1996). Реализация методов увеличения нефтеотдачи: практика проектирования, заканчивания и эксплуатации скважин. *Нефтегазовые технологии*, 2/3, 8-14.

References

1. Salavatov, T. Sh., Suleimanov, B. A., Nuryaev, A. S. (2000). Selective isolation of hard formation waters influx in producing wells. *Oil Industry*, 12, 81-86.
2. Ibragimov, G. Z., Fazlutdinov, K. S., Khisamutdinov, N. I. (1991). *Primeneniye khimicheskiye reagentov dlya intensifikatsii dobychi nefiti. Moskva: Nedra*.
3. Duncan, G., Balkovski, P. (1996). Realizatsiya metodov uvelicheniya nefteotdachi: praktika proyektirovaniya, zakanchivaniya i ekspluatatsii skvazhin. *Neftegazovyye tekhnologii*, 2/3, 8-14.

**Разработка и лабораторные исследования гелеобразующей
композиции для селективной изоляции пластовых вод****Х. М. Ибрагимов¹, А. Г. Гурбанов², Ф. К. Казимов¹, А. Ф. Акбарова¹**¹НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан²Umid Babek Operation Company (UBOC), Баку, Азербайджан**Реферат**

Статья посвящена разработке тампонажной композиции на основе диоксида кремния с регулируемым временем гелеобразования, обеспечивающей селективную изоляцию высокопроницаемых участков призабойной зоны добывающих скважин. Определены оптимальный состав, плотность и порядок смешения компонентов для процесса гелеобразования на основе реакции силиката натрия (Na_2SiO_3) с соляной кислотой (HCl). Также были изучены гелеобразование, начало и конец затвердевания, зависимость процесса от температуры и давления при оптимальных соотношениях компонентов смеси. Кроме того, было изучено влияние состава гелеобразователя с оптимальным составом на модели пласта. Установлено, что при определенных концентрациях и соотношениях растворов Na_2SiO_3 и HCl образуется гелеобразующая композиция, которую можно использовать для селективной изоляции пластовых вод.

Ключевые слова: призабойная зона; гель; состав; модель пласта; соляная кислота; жидкое стекло; гидратация; проницаемость; селективная изоляция.

**Lay sularının selektiv təcridi üçün geləmələgətirici
kompozisiyanın işlənməsi və laborator tədqiqi****Х. М. İbrahimov¹, А. Q. Qurbanov², F. K. Kazımov¹, А. F. Əkbərova¹**¹«Neftqazelmütədiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan²Umid Babək Əməliyyat Şirkəti (UBOC), Bakı, Azərbaycan**Xülasə**

Məqalə hasilat quyularında quyudibi zonanın (QDZ) yüksəkkeçirici sahələrinin selektiv təcridini təmin edən, geləmələgəlmə müddəti tənzimlənə bilən silisium-dioksid əsaslı tamponlayıcı tərkibin işlənməsinə həsr olunub. Natrium silikat (Na_2SiO_3) ilə xlorid turşusu (HCl) arasında baş verən reaksiyaya əsaslanan geləmələgəlmə prosesi üçün komponentlərin optimal tərkibi, qatılığı və qarışdırılma proseduru müəyyən edilmişdir. Həmçinin optimal qarışdırılma nisbətlərində gəlin yaranması, bərkimənin əvvəli və sonu, prosesin temperatur və təzyiqdən asılılıqları tədqiqi edilmişdir. Bundan başqa optimal tərkibli geləmələgətirici kompozisiyanı təbəqəli lay modelində yoxlamaqla təbəqələrin keçiriciliyinə təsiri öyrənilmişdir. Müəyyən edilmişdir ki, Na_2SiO_3 və HCl məhlullarının müəyyən qatılıq və nisbətlərində geləmələgətirici kompozisiya yaranır və bu kompozisiyadan lay sularının selektiv təcridi üçün istifadə etmək mümkündür.

Açar sözlər: quyudibi zona; gel; kompozisiya; lay modeli; xlorid turşusu; maye şüşə; sulaşma; keçiricilik; selektiv təcrid.

РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПХГ
ПИКОВОГО И РЕЗЕРВНОГО ТИПОВУ. З. Алиева*¹, З. С. Гадиров², А. Й. Джомардов²¹Транспортное Управление, SOCAR, Баку, Азербайджан²НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

Technology and Economic Calculation UGS Indicators of Peak and Reserve Types

U. Z. Aliyeva*¹, Z. S. Gadirov², A. Y. Dzhomardov²¹Transport Department, SOCAR, Baku, Azerbaijan²«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The article is devoted to the issues of technology and economic indicators of UGS facilities of peak and reserve types. Calculation of options for creating peak gas storage facilities, differing in storage volumes and daily gas withdrawals. Determination and use of physical and dynamic parameters of a porous medium in the development of gas condensate deposits. Determining the technological parameters of the well-fluid system - gas distribution point (GRP), gas flow in the well, through the pipeline, the maximum allowable drawdown, the total volume of gas storage and the productivity of UGS facilities during gas extraction and injection.

KEYWORDS:

Calculation;
Gas movement;
Deposits; Storage;
Tolerable depression;
Dynamic options.

*e-mail: ulkarg@rambler.ru<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200032>

На основании данных исследований скважин определяли коэффициенты фильтрационных сопротивлений «а» и «в» по двучленной формуле притока газа, приравнивая дебиты нефтяной и газовой скважин при одинаковых пластовых и забойных давлениях, принимая движение нефти и газа на каждом режиме линейному закону фильтрации,

Установившуюся фильтрацию нефти можно представить в виде [1]:

$$\frac{\pi k h}{\ln \frac{Rk}{R_c}} = \frac{Q_h \times B \times \mu}{(P_1 - P_2) \times P_H \times 86400 \times 2} \quad (1)$$

Аналогично при установившейся фильтрации газа по линейному закону:

$$\frac{\pi k h}{\ln \frac{Rk}{R_c}} = \frac{Q_z \times T_{nl} \times \mu_k \times Z \times P_{at} \times 10^{-3}}{(P_1^2 - P_2^2) \times T_{cm} \times 86400} \quad (2)$$

Приравнивая правые части уравнений (1) и (2) определяем производительность скважин по газу:

$$Q_z = Q_h \times (P_1 + P_2) \times \frac{B \times \mu_h \times T_{cm} \times 10^{-3}}{2 \times \rho_h \times T_{nl} \times \mu_c \times Z \times P_{at}} \quad (3)$$

где Q_z – дебит газа, тыс.м³/сут.; Q_h – дебит нефти, т/сут.; P_1 и P_2 – пластовое и забойное давление, МПа, ρ – плотность нефти в ст. усл., т/м³; B – объ-

емный коэффициент; μ_h и μ_c – вязкость нефти и газа, мПа·с; T_{nl} и T_{cm} – пластовая и стандартная температура, К; P_{at} – атмосферное давление, МПа; R_k и R_c – радиусы контура питания и скважин, м; Z_k – коэффициент сверхсжимаемости газа.

В результате расчетов получен коэффициент «а» для средней газовой скважины на месторождении Гойт-Корт, равный 60(10МПа)²/тыс. м³/сут. В процессе исследований нефтяных скважин диапазон изменения депрессий был от 1.3 до 2.6 МПа. Исходя из технологических соображений принимаем максимально допустимую депрессию в газовых скважинах 6.0 МПа,

Рассматривались два варианта создания пикового газохранилища, отличающиеся объемами хранения суточными отборами газа:

- I вариант – 75 млн. м³ активного объема хранения и 5 млн. м³ суточного отбора газа;
- II вариант – 45 млн. м³ активного объема хранения и 3 млн. м³ суточного отбора газа.

Для обеспечения I варианта хранения газа необходимо дополнительно 5 добывающих скважин, что ухудшает показатели создаваемого ПХГ.

На основе результатов, изложенных и исходя из выводов, о том, что дальнейший прирост газа насыщенного объема будет соответствовать объему добываемой нефти, была определена динамика изменения газа насыщенного порового объема

и пластового давления в газовой зоне в процессе осуществления газовой репрессии.

Динамика изменения давления в залежи при закачке дополнительного объема газа, подлежащего хранению, определялась исходя из уравнения материального баланса для газовой залежи [2,3]:

$$\frac{P_{к.з.}}{Z(P_{к.з.})} = \frac{P(t)}{Z[P(t)]} + \frac{Q_{зак}(t)P(t)}{Q_i^{своб.}(t)Z[P(t)]} \quad (4)$$

где, $P_{к.з.}$ – пластовое давление в газонасыщенной части залежи на конец закачки хранимого газа, МПа; $P(t)$ – пластовое давление в газ насыщенной части залежи на начало закачки хранимого газа, МПа; $Q_{зак}(t)$ – объем газа закачанного в пласт для его хранения при ст. уел., млн. м³; $Q_i^{своб.}(t)$ – объем свободного газа находящегося в пласте на начало закачки при ст. уел., млн. м³; Z – коэффициент сверх сжимаемости газа.

При определении технологических параметров работы системы скважина-шлейф - ГРП использовалось уравнение притока газа к скважине, движение газа в скважине, по трубопроводу. Искомыми параметрами являлись: потенциальная приемистость скважин при нагнетании и давлении на ГРП при отборе газа, т.к. при отборе дебиты скважин определяются максимально допустимой депрессией. Используемые зависимости имеют вид [2,3]

$$q_{зак} = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b + \theta + B_e^{2s})(P_{сп}^2 e^{2s} - P_{пл}^2) - a}}{2(b + \theta + B_e^{2s})} \quad (5)$$

$$P_{сп}^{омб} = \frac{\sqrt{P_{пл}^2 - aq - (b + \theta + B_e^{2s})q^2}}{e^s} \quad (6)$$

где, $\theta = 1.377\lambda \frac{Z_{cp}^2 \times T_{cp}^2}{d^5} (e^{2s} - 1)$; $S = 0.03415 \frac{\theta \times L}{Z_{cp} \times T_{cp}}$;

$B_w = 640 \frac{I_{мл}}{D^{5.33}}$; «а» = 60 (10 МПа)²/тыс. м³/сут; $S = 1.234$;

e^{2s} – коэффициент, учитывающий весь столба газа; θ – коэффициент, учитывающий потери давления на трение при движении газа по стволу скважины; B_w – коэффициент гидравлического сопротивления течению газа в шлейфе; ρ – относительная плотность газа; L – длина лифтовых труб, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления лифтовых труб; d – диаметр лифтовых труб, см; Z_{cp} – средний по стволу скважины коэффициент сверх сжимаемости газа; T_{cp} – средний по стволу скважины температура газа, К; $q_{зак}$ – приёмистость скважин, тыс. м³/сут.

Основным требованием регулирования разработки является равномерная выработка всех прослоев пласта. Для обеспечения этого требования рекомендуются мероприятия по перераспределению объемов закачки газа и добычи нефти, ввод новых скважин, применение специальных методов

регулирования и намечается бурение новых скважин [4,5].

Известно, что общий объем газа в хранилище складывается из трёх частей:

- объёма свободного газа и газовой шапки;
- объёма газа;
- растворенного в остаточной нефти и окклюдированного газа.

Общий объем газа, который можно закачать в частично выработанное месторождение при постоянном объеме порового пространство определяется из выражения [2,3]:

$$Q_x = Q_w + Q_p + Q_o \quad (7)$$

где, Q_w – объем газа, который будет закачан в газовую шапку:

$$Q_w = \Omega_z \left(\frac{P_{max}}{Z_{max}} - \frac{P_k}{Z_k} \right) \quad (8)$$

Q_p – объем газа, растворенного в остаточной нефти:

$$Q_p = \frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha \left(\frac{P_{max}}{Z_{max}} - \frac{P_k}{Z_k} \right) \quad (9)$$

Q_o – объем газа, который будет закачан освобожденную объем порового пространства:

$$Q_o = \frac{V_d \times B}{\rho_n} \left(\frac{P_{max}}{Z_{max}} - \frac{P_k}{Z_k} \right) \quad (10)$$

Ω_z – объем порового пространства газовой зоны, млн.м³; V_s – начальные запасы нефти, млн. т.; V_d – добытое количество нефти, млн. т.; ρ_n – плотность нефти при стандартных условиях ($P = 0.1$ МПа, $t = 20$ °С); B – объемный коэффициент нефти; α – коэффициент растворимости газа в нефти, м³/т на 0.1 МПа; P_{max} – максимальное пластовое давление, МПа; P_k – текущее пластовое давление, МПа; Z_{max} и Z_{min} – коэффициенты сверх сжимаемости газа при P_{max} и P_k .

Ввиду того, что в нефтяном пласте первоначальная газовая шапка отсутствует, общий, активный и буферный объёмы газа складываются из объёма газа, растворенного в остаточной нефти и объёма окклюдированного газа. Общий объём хранения газа определяется исходя из максимального давления (P_{max}) в залежи на конец закачки [2, 3]:

$$Q_x = \left(\frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha + \frac{V_d \times B}{\rho_n} \right) \frac{P_{max}}{Z(P_{max}, T)} \quad (11)$$

Объём буферного газа определяется исходя из возможных значений величин минимального давления в залежи (P_{min}) по формуле:

$$Q_o = \left(\frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha + \frac{V_d \times B}{\rho_n} \right) \frac{P_{min}}{Z(P_{min}, T)} \quad (12)$$

По разнице между общим объёмом хранения и объёмом буферного газа определяется объём

активного газа:

$$Q_a = \left(\frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha + \frac{V_d \times B}{\rho_n} \right) \frac{P_{\min}}{Z(P_{\min}, T)} \quad (13)$$

Текущие пластовые давления на конец предыдущего и начало последующего месяца определялись по формулам, для закачки:

$$\frac{P(t)}{Z[P(t)]} = \frac{P_{n.з.}}{Z(P_{n.з.}, T)} + \frac{1}{\frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha + \frac{V_d \times B}{\rho_n}} \int_{t_{n.з.}}^t Q(t) dt \quad (14)$$

где $P_{n.з.}$ – средневзвешенное пластовое давление на момент начала закачки газа, Мпа; $t_{n.з.}$ – время начала закачки газа, для отбора

$$\frac{P(t)}{Z[P(t)]} = \frac{P_{n.о.}}{Z(P_{n.о.}, T)} + \frac{1}{\frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha + \frac{V_d \times B}{\rho_n}} \int_{t_{n.о.}}^t Q(t) dt \quad (15)$$

где $P_{n.о.}$ – средневзвешенное пластовое давление на момент начала отбора газа, Мпа; $t_{n.о.}$ – время начала отбора газа; $Q(t)$ – объёмы газа при отборе и закачке, м³.

Принимаем синусоидальный закон изменения объёмов газа при отборе и закачке. Расчёт пластовой части хранилища сводится к определению объёмов активного и буферного газа и соответствующих им давлений, а также общего объёма хранения и текущего пластового давления.

При расчёте основных показателей ПХГ необходимо решить систему трёх уравнений [4]:

- приток газа из пласта к забою скважины;

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aq + bq^2 \quad (16)$$

- движение газа по стволу скважины;

$$P_{заб}^2 - P_y^2 e^{2s} = \theta q^2 \quad (17)$$

- движение газа по стволу скважины по шлейфу до ГРП.

$$P_y^2 - P_{ГРП}^2 = Bq^2 \quad (18)$$

Из совместного решения этих уравнений получаем формулы, по литораль определяются производительность скважин при отборе и приемистость при закачке с учетом потерь давления на преодоление сопротивлений при движении из пласта до ГПМ. [4]:

$$q_{зак\ i} = \frac{\sqrt{a_i^2 + 4(b_i + \theta_i + b_i e^{2S_i})(P_{ГРП}^2 e^{2s} - P_{пл}^2)} - a_i}{2(b_i + \theta_i + b_i e^{2S_i})} \quad (19)$$

$$q_{отб\ i} = \frac{\sqrt{a_i^2 + 4(b_i + \theta_i + b_i e^{2S_i})(P_{ГРП}^2 e^{2s} - P_{пл}^2)} - a_i}{2(b_i + \theta_i + b_i e^{2S_i})} \quad (20)$$

Значения S_i , θ_i и B_i приведены выше.

Производительность ПХГ при отборе и закачке газа определяется суммированием значений величин приёмистости и производительности всех скважин при одних и тех же значениях $P_{пл}$ и $P_{ГРП}$ [4]. Необходимое число скважин, обеспечивающее заданные объёмы газа определялось по [4]. При максимальном объёме закачки газа мощность КС определялась по [4].

Расчёты показывают, что активный объём газа находится в пределах 1.0-7.7 млрд. м³ в зависимости от принятых минимальных-максимальных пластовых давлений.

Әдәбиyyat

1. Канц, Д. Л., Корнелл, Д., Кобаяши, Р. и др. (1965). Руководства по добыче, транспорту и переработке природного газа. Москва: Недра.
2. Каратаев, Ю. П., Широковский, А. И. (1984). Добыча, транспорт и подземное хранение газа. Москва: Недра.
3. Широковский, А. И. (1971). Определение и использование физических параметров пористой среды при разработке газоконденсатных залежей. Геология, разведка и разработка газовых газоконденсатных месторождений. Москва: НТО ВНИИГазпром.
4. Левыкин, Е. В. (1973). Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. Москва: Недра.
5. Дегтярев, Н. М., Полянский, В. Г. (1982). Вопросы контроля и регулирования вытеснения нефти из пластов под высоким давлением. Труды «СевКавНИПИнефть», 36, 36-42.
6. Дегтярев, Н. М., Багов, Р. А., Коновалов, В. И. (1986). Исследования процесса закачки углеводородного газа под высоким давлением в ХНХИИИ пласт месторождения Гойт-Корт ЧИ АССР. Труды «СевКавНИПИнефть», 44, 5-9.

References

1. Kants, D. L., Kornell, D., Kobayashi, R. i dr. (1965). Rukovodstva po dobyche, transportu i pererabotke prirodno-gaza. Moskva: Nedra.
2. Karatayev, YU. P., Shirokovskiy, A. I. (1984). Dobycha, transport i podzemnoye khraneniye gaza. Moskva: Nedra.
3. Shirokovskiy, A. I. (1971). Opredeleniye i ispol'zovaniye fizicheskikh parametrov poristoy sredy pri razrabotke gazokondensatnykh zalezhey. Geologiya, razvedka i razrabotka gazovykh gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Moskva: NTO VNIIEgazprom.
4. Levykin, Ye. V. (1973). Tekhnologicheskoye proyektirovaniye khraneniya gaza v vodonosnykh plastakh. Moskva: Nedra.
5. Degtyarev, N. M., Polyanskiy, V. G. (1982). Voprosy kontrolya i regulirovaniya vytesneniya nefiti iz plastov pod vysokim davleniyem. Trudy «SevKavNIPIneft'», 36, 36-42.
6. Degtyarev, N. M., Bagov, R. A., Konovalov, V. I. (1986). Issledovaniya protsesssa zakachki uglevodorodnogo gaza pod vysokim davleniyem v KHKHIII plast mestorozhdeniya Goyt-Kort CHI ASSR. Trudy «SevKavNIPIneft'», 44, 5-9.

**Расчет технико-экономических показателей ПХГ
пикового и резервного типов**У. З. Алиева¹, З. С. Гадиров², А. Й. Джомардов²¹Транспортное Управление, SOCAR, Баку, Азербайджан²НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан**Реферат**

Статья посвящена вопросам расчета технико-экономических показателей ПХГ пикового и резервного типов, а также расчета вариантов создания пикового газохранилища, отличающихся объемами хранения суточных отборов газа. Определение и использование физических и динамических параметров пористой среды при разработке газоконденсатных залежей. Определение технологических параметров работы системы скважина-шлейф – на газораспределительном пункте (ГРП), движение газа в скважине, по трубопроводу, максимально допустимой депрессии, общий объем хранения газа и производительность ПХГ при отборе и закачке газа.

Ключевые слова: расчет; движение газа; залежи; хранения; допустимой депрессией; динамических параметров.

**Yeraltı Qaz Anbarlarının (YQA) pik və ehtiyat növlərinin
iqtisadi və texniki hesablama göstəriciləri**Ü. Z. Əliyeva¹, Z. S. Qədirov², A. Y. Cəmərdov²¹Nəqliyyat İdarəsi, SOCAR, Bakı, Azərbaycan²«Neftqazəlmətdiqlatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan**Xülasə**

Məqalə YQA-nın pik və ehtiyat növlərinin iqtisadi və texniki hesablama göstəricilərindən, gündəlik qaz çıxarılma həcmələri ilə fərqlənən pik qaz anbarlarının yaradılması variantlarının hesablanmasından, Qaz kondensat yataqlarının işlənməsi zamanı məsaməli mühitin fiziki və dinamik parametrlərinin təyini və istifadəsinə həsr olunmuşdur. Quyu-boru kəməri-Qaz Paylama Məntəqəsi sisteminin texnoloji parametrlərinin, qazın quyuda, boru kəməri ilə hərəkətinin, maksimum buraxıla bilən depresiyanın, qaz anbarının ümumi həcmi və qazın çıxarılması və vurulması zamanı YQA qurğularının məhsuldarlığı müəyyən edilməsi.

Açar sözlər: hesablanma; qazın hərəkəti; yataqlar; qazsaxlama; buraxıla bilən depresiya; dinamik parametrlər.

SƏNAYE MÜƏSSİSƏLƏRİNİN İNNOVATİV
İMKANLARININ FORMALAŞMASI

Ü. Z. Əliyeva

Nəqliyyat İdarəsi, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Formation of the Innovative Validity of Industrial Enterprises

U. Z. Aliyeva

Transport Department, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The article is devoted to the development of innovative activity of industrial enterprises in the conditions of new industrialization, which determine the survival of a science-intensive business through the activation of the development and implementation of high-quality R&D, capable of creating high-demand science-intensive products both at the national and global levels. In the article, the authors expand the traditional approach to understanding innovation by introducing a new concept into scientific circulation - «innovative validity». On the basis of a comparative criteria analysis of such basic definitions of innovation management as innovation potential, innovation activity, innovation susceptibility, the place of innovation consistency in the practice of industrial enterprises is clarified, while it is justified that it is an evolutionary stage in the development of innovation activity in the chain innovation potential - innovation activity – innovative susceptibility – innovative viability. The article highlights the distinctive features of the innovative viability of a science-intensive business and offers a number of recommendations aimed at its institutionalization.

e-mail: ulkarg@rambler.ru<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200033>

KEYWORDS:

Innovation;
Business;
Innovative opportunity;
Innovative potential;
Innovative activity;
Sensitivity to innovation;
Industrial enterprise.

Mövcud geosiyasi vəziyyət bir çox dövlətlərin qabaqcıl texnologiyaların inkişafı və innovativ ideyaların həyata keçirilməsi yolu ilə dünya birliyinə öz təsirlərini artırmaq istəyindən irəli gələn beynəlxalq münasibətlərin dinamik transformasiyası ilə xarakterizə olunur. Bu, əksər ölkələr üçün yeni biliklərin formalaşmasına, ixtiraların yaradılmasına, təkmil istehsal vasitələrinin istifadəsinə əsaslanan, yetkin mərhələyə uyğun gələn spesifik iqtisadi sistem olan sənaye inkişafının yeni növünə keçmək üçün mesaj rolunu oynayır.

Aydın olur ki, sənaye müəssisələrinin innovativ fəaliyyətinin artırılmasının nəzəri əsaslarını işləyib hazırlamaq, onun institutionallaşdırılması üçün yeni yol və üsullar axtarmaq və inkişaf etdirmək lazımdır. Bütün bunlar innovasiya fəaliyyətinin inkişafına yeni nəzəri yanaşmanın formalaşması üçün təkan rolunu oynayır ki, bu da onun ənənəvi anlayışını genişləndirməyə və daha da genişlənmə istiqamətlərini müəyyən etməyə imkan verir. Burada əsas vəzifələr innovativ idarəetmənin innovativ potensial, innovativ fəaliyyət, innovasiyaya həssaslıq kimi əsas təriflərinin müqayisəli təhlili əsasında elmi dövriyyəyə yeni «innovativ imkanların dayanıqlığı» konsepsiyasının daxil edilməsidir ki, bu da onun

innovasiyada yerini aydınlaşdırır.[1]

Sənaye müəssisəsinin innovativ imkanı və onun əsas elementləri

İlkin hesab edək ki, innovativ imkan müəssisəyə bazarda uğurla və uzun müddət fəaliyyət göstərməyə şərait yaradan innovativ rifahdır və fəaliyyətini sənaye iqtisadiyyatı praktikasında innovasiyaların işlənilməsi və hazırlanması və tətbiqi üzərində cəmləşdirir. O zaman sual yaranır: müəssisənin innovativ rifahının əlamətləri hansılardır? Biz cavabı tədqiq olunan konsepsiyaya innovasiya potensialı, innovasiya fəaliyyəti və innovasiyaya həssaslıq kimi tərifləri müqayisə etməklə tapacağıq.

Təqdim edilən fikirlərdən biri odur ki, müəssisənin innovativ potensialını innovativ fəaliyyətin inkişafı sahəsində qarşıya qoyulmuş məqsədə nail olmaq üçün problemləri həll etmək istəyi innovativ layihələri və ya modernləşdirmə proqramlarını həyata keçirmək və innovasiyaları həyata keçirmək bəca-riğindən asılıdır.

Digər əsaslandırma isə innovativ potensialı müxtəlif növ ehtiyatlar prizmasından üzə çıxarır ki, onları maddi-istehsal, maliyyə, intellektual, elmi-texniki və innovativ fəaliyyətin intensivləşməsinə şərtləndirən

digər resurslar kimi qruplaşdırır.

Daha bir əsas isə innovativ potensialı innovativ inkişaf məqsədlərinə nail olmaq üçün səfərbər edilmiş resurslar və onlardan istifadə üçün fəaliyyət göstərən təşkilatı mexanizm kimi şərh edir.

Hər hansı bir şirkətin innovativ potensialı onun fəaliyyətinin xüsusiyyətləri və miqyası ilə, təşkilatın innovativ imkanları və innovasiyalara həssaslığı isə ondan istifadə dərəcəsi ilə müəyyən edilir. [2]

Beləliklə, innovativ potensial dedikdə, müəssisənin yeni texnologiyaların təsərrüfat praktikasına səmərəli cəlb edilməsinə imkan verən imkanları (maddi, intellektual, kadr, maliyyə, infrastruktur və s.) başa düşülməlidir.

Anlayırıq ki, geniş imkanlar innovativ potensialın iki əsas elementini ayırmağa imkan verir: maddi resurslar və müəssisənin insan resurslarının bilik, təhsil, ixtisas və istehsal mədəniyyətinin məcmusu kimi başa düşülən intellektual kapital.

Qeyd etmək lazımdır ki, onların inkişafının mövcudluğu və miqyası müəssisə tərəfindən yeni texnologiyaların inkişafının cari hazırlığına, eləcə də gələcək səmərəliliyinə cavabdehdir. İnnovativ potensialın səviyyəsi innovativ inkişaf üçün bu və ya digər strategiyaların seçilməsi üçün əsas rol oynayır. [3]

İnnovativ potensial nəinki innovativ strategiyaların həyata keçirilməsi üçün baza rolunu oynayır, həmçinin davam edən innovativ fəaliyyətlərə dəstək mənbəyi kimi çıxış edir. Buna görə də, müasir iqtisadi təcrübə şərtləri altında müəssisənin innovativ potensialı mövcud və gələcək texnologiyaların effektiv inkişafı və tətbiqində özünü göstərən yüksək innovativ fəaliyyət yaratmaq qabiliyyəti kimi başa düşülür. Buna görə də C. Foks deyir ki, innovativ potensial müəssisənin sabit istehsal fəaliyyətinə və innovasiyaya hazır olmasına cavabdehdir.

Beləliklə, biz müəyyən edirik ki, innovativ potensial müəssisənin innovativ fəaliyyətinin təzahür etdiyi innovativ mühiti formalaşdırır ki, bu da ənənəvi olaraq ya müəssisələrin yeni texnologiyaların işlənilməsi və hazırlanması və cəlb edilməsi, yaxud məhsulların təsərrüfat dövrünə təkmilləşdirilməsi üzrə dinamik və intensiv fəaliyyəti kimi başa düşülür; və ya iqtisadi sistemlərin innovativ fəaliyyətinin gücü, iqtisadi fəaliyyətdə innovasiyaların yaradılması, bazara daxil olması və tətbiqi sürəti və həcmi ilə ölçülür.

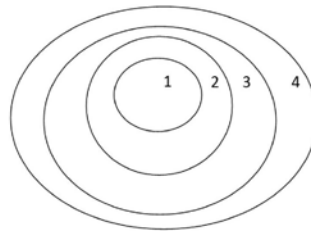
L. Klimentko iddia edir ki, innovativ fəaliyyət müəssisələrin təsərrüfat təcrübəsində innovasiyaların inkişafı və tətbiqi intensivliyinə analoq olmalıdır.

Müasir tədqiqatlar göstərir ki, innovasiyaların uğuru 90%-dən çox kadr hazırlığı səviyyəsindən asılıdır. Yəni, müəssisələrin innovativ fəallığının artırılmasında işçilərin bir o qədər də ixtisaslı hazırlığı və zəngin peşə təcrübəsi deyil, hər bir mütəxəssisin yaradıcı enerjisinin təzahür səviyyəsi mühüm amil-

lərdəndir. Həqiqətən də işçilərin yaradıcılıq xərcləri olmadan heç bir texniki vasitə innovativ fəaliyyəti gücləndirə bilməz. İşçilərin yüksək səviyyəli təhsili və ixtisası istehsal ehtiyatlarından daha səmərəli istifadəyə gətirib çıxarır və insanlara bazarda tələbat olan yeni ideyaları dərk etmək və yaratmaq imkanı verir. İşçilərin intellektual potensialı şirkətin öz elmi-tədqiqat işlərini aparmaq və ya rəqiblərdən yeni məhsullar çıxarmaq qabiliyyətini müəyyənləşdirir.

Beləliklə, innovativ potensial innovativ fəaliyyətin həyata keçirilməsi üçün əsas şərtləri və şəraiti əks etdirən müəssisənin statik xarakteristikasıdır. Daha geniş desək innovativ fəaliyyət müəssisənin innovasiya sahəsində fəaliyyətinin məcmusunu əks etdirən dinamik xarakteristikasıdır. O, müəssisənin innovativ potensialına əsaslanır və onun tətbiqi olmadan həyata keçirilə bilməz. Bu iki anlayışın ortaq nöqtəsi müəssisənin daxili mühitdə cəmlənməsi ilə xüsusiyyətləşir. [4]

Elmtutumlu biznesin innovativ imkanlarının dayanıqlığı struktur elementləri



1. İnnovasiya potensialı
2. İnnovativ aktivlik
3. İnnovativ qəbuledicilik
4. İnnovativ imkanların dayanıqlığı

İnnovativ imkanlar dayanıqlığı, ilk növbədə, aşağıdakılarda özünü göstərir:

- innovativ potensialdan maksimum istifadə edilməsi;
- innovasiya fəaliyyətinin intensivliyinin artırılması, elmi-tədqiqat işlərinin artırılması, elmtutumlu məhsulların bazarda təşviqi;
- yenilikləri qəbul etmə sürətinin artırılması;
- cəmiyyətin tələb etdiyi elmtutumlu məhsulların istehsalının həcmının artırılması;
- innovasiyaların və ümumilikdə elmtutumlu məhsulların keyfiyyətinin yüksəldilməsi və digərləri.

Yuxarıda verilənləri məcmusu olaraq müəssisənin innovativ fəaliyyətinin məzmunu ilə bağlı bir neçə nəticə çıxarmaq olar.

Birincisi, bu, şirkətin innovativ fəaliyyətinin inkişafının idarə edilməsinin davamlılığına əsaslanaraq, strateji üstünlüklərə nail olmaq və rəqabət qabiliyyətini artırmaq məqsədi daşıyan fəaliyyətdir.

İkincisi, innovativ fəaliyyət istehsalçıların yaradıcı enerjilərinin simbiozu əsasında təşkil edilən innovativ layihələrin həyata keçirilməsinin səmərəliliyini və qanunauyğunluğunu əks etdirir, rəqabət mühitinin

də həyata keçirilən məhsulların texniki, texnoloji və ekoloji parametrlərinin məcburi əldə edilməsini nəzərə alaraq rəqəbətli vaxtda (Δt) yeniliyin (ΔN) artması ilə ifadə edilir.

Üçüncüsü, müəssisənin innovativ fəaliyyəti yeni məhsul növlərinin və texnoloji proseslərin işlənilib hazırlanması və ya mövcud olanların təkmilləşdirilməsi üzrə istehsalat işlərinin məcmusu; patentlərə, ixtirələrdən istifadə üçün lisenziyalara hüquqların əldə edilməsi; tədqiqat və təcrübə-konstruktor işlərinin həyata keçirilməsidir.

Dördüncüsü, innovativ fəaliyyət özünün mürəkkəb intensivliyini səciyyələndirir: innovativ layihə-

lərin həyata keçirilməsinin vaxtında olması; zəruri potensialı səfərbər etmək bacarığı; istifadə olunan texnologiyaların qanuniliyi və mütərəqqiliyi, innovativ layihələrin texnoloji zəncirlərinin onların proseslərinin və əməliyyatlarının tərkibi və ardıcılığı baxımından rasionallığı. Bu ideyanı hüquqi aktlar, Avropa İttifaqının, İqtisadi Əməkdaşlıq və İnkişaf Təşkilatının beynəlxalq sənədləri təsdiq edir. Onlarda tədqiq olunan termin həm «intensivlik» mənasında işlədilir, eyni zamanda tədqiq olunan iqtisadi kateqoriyanın innovasiya prosesinin intensivliyini, habelə müəssisənin innovativ potensialının tətbiqini əks etdirir.

Ədəbiyyat

1. Баранова, И. В., Черепанова, М. В. (2006). Методические подходы к оценке инновационной активности и инновационного потенциала вуза. *Сибирская финансовая школа*, 4, 163-167.
2. Глицин, Ф. Ф. (2008). Инновационная активность промышленных организаций. *Инновации*, 11, 50-54.
3. Фокс, С. (2011). Как стать сильным конкурентом. Тактики достижения рыночного преимущества. *Alpina Publisher*.
4. Клименко, Л. Э. (2009). К вопросу об управлении инновационной активностью в системе элементов деловой активности организации. *Вестник Белгородского университета потребительской кооперации*, 4-1(32), 191-194.

References

1. Baranova, I. V., Cherepanova, M. V. (2006). Metodicheskiye podkhody k otsenke innovatsionnoy aktivnosti i innovatsionnogo potentsiala vuza. *Sibirskaya finansovaya shkola*, 4, 163-167.
2. Glitsin, F. F. (2008). Innovatsionnaya aktivnost' promyshlennykh organizatsiy. *Innovatsii*, 11, 50-54.
3. Foks, S. (2011). Kak stat' sil'nym konkurentom. Taktiki dostizheniya rynochnogo preimushchestva. *Alpina Publisher*.
4. Klivenko, L. E. (2009). K voprosu ob upravlenii innovatsionnoy aktivnost'yu v sisteme elementov delovoy aktivnosti organizatsii. *Vestnik Belgorodskogo universiteta potrebitel'skoy kooperatsii*, 4-1(32), 191-194.

Формирование инновационной состоятельности промышленного предприятия

У. З. Алиева

Транспортное Управление, SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье говорится о развитии инновационной деятельности промышленных предприятий в условиях новой индустриализации, что обуславливает создание научного бизнеса за счет разработки и внедрения качественных научно-исследовательских работ, способных создать высокий спрос. Основная идея в статье направлена на расширение традиционного подхода к пониманию инноваций за счет введения в научный оборот нового понятия - «инновационная состоятельность». Уточняется анализ сравнительных критериев основных определений инновационной активности, чувствительности к инновациям, места инновационной последовательности в практике промышленных предприятий, в то же время исходя из ее эволюционного этапа. В статье выделены различные особенности инновационных возможностей наукоемкого бизнеса.

Ключевые слова: инновации; бизнес; инновационная состоятельность; инновационный потенциал; инновационная активность; восприимчивость к инновациям; промышленное предприятие.

Sənayə müəssisələrinin innovativ imkanlarının formalaşması

Ü. Z. Əliyeva

Nəqliyyat İdarəsi, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə yeni sənayeləşmə şərti ilə sənayə müəssisələrinin innovativ fəaliyyətinin inkişafından bəhs edilir. Belə ki, bu inkişaf yüksək tələbat yaratmağa qadir olan yüksək keyfiyyətli elmi-tədqiqat işlərinin işlənilib hazırlanması və həyata keçirilməsi yolu ilə elmi biznesin yaradılmasını şərtləndirir. Məqalədəki əsas fikir elmi dövriyyəyə yeni konsepsiya – «innovativ imkanların dayanıqlığı» daxil etməklə innovasiyanın dərk edilməsinə ənənəvi yanaşmanı genişləndirilməsinə yönləndirilir. İnnovativ imkanlar dedikdə innovasiya fəaliyyəti, innovasiyaya həssaslıq kimi əsas təriflərinin müqayisəli meyarlarının təhlili, innovasiya ardıcılığının sənayə müəssisələrinin praktikasında yeri aydınlaşdırılır, eyni zamanda onun təkamül mərhələsinə əsaslandırılır. Məqalədə elmtutumlu biznesin innovativ imkanlarının fərqli xüsusiyyətləri vurğulanır.

Açar sözlər: innovasiya; biznes; innovativ imkan; innovativ potensial; innovativ fəaliyyət; innovasiyaya həssaslıq; sənayə müəssisəsi.



