

# **АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА**

**Научное сетевое издание**

**Институт проблем нефти и газа Российской академии наук**



## **ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS**

**Scientific online journal**

**Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences**

Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа»\* издается с 2009 г.

Учредитель издания – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа РАН

**Главный редактор**

**Абукова Лейла Азретовна** – д. г.-м. н., директор Института проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

**Редакционный совет**

**Дмитриевский А.Н.**, академик РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Абдуллаев Г.С.**, д. г.-м. н., АО «ИГИРНИГМ», Ташкент, Узбекистан

**Богоявленский В.И.**, чл.-кор. РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Григорьев Б.А.**, чл.-кор. РАН, «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

**Ермилов О.М.**, академик РАН, Ямало-Ненецкий филиал ИНГГ СО РАН, Тюмень, Россия

**Конторович В.А.**, чл.-кор. РАН, ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Россия

**Махнач А.А.**, академик НАН РБ, РУП «Научно-производственный центр по геологии», Минск, Беларусь

**Салаватов Т.Ш.**, чл.-кор. АЗНАН, АГУНП, Баку, Азербайджан

**Скоробогатов В.А.**, д. г.-м. наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

**Редакционная коллегия**

**Закиров Э.С.**, зам. гл. редактора, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Баганова М.Н.**, к. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Баталин О.Ю.**, к. ф.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Еремин Н.А.**, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Коваленко К.В.**, д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Кузин А.М.**, к. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Максимов В.М.**, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Поднек В.Э.**, к. ф.-м. наук, ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Селиверстова М.Е.**, зав. редакцией, ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Сумин А.М.**, к. ю. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Шустер В.Л.**, д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Редакция**

**Селиверстова М.Е., Чигарев В.Б., Дацко Т.Г.**

**Адрес редакции:**

119333, РФ, Москва,

ул. Губкина, д. 3

Тел. редакции: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51

E-mail: [oilgasjournal@ipng.ru](mailto:oilgasjournal@ipng.ru)

Свидетельство о регистрации Эл № ФС77-67021 от 16 сентября 2016 года.

Издание открытого доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.

Сайт: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Издание индексируется в РИНЦ.

Входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК.

\*Предыдущее название – «Георесурсы, геознергетика, геополитика», свид. о рег. Эл № ФС77-36038 от 23.04.2009 г.

Фото обложки: С.Селиверстов

**2(33) 2021**

**Содержание**

**Современные методы нефтегазовой механики и физики пластовых систем**

- Попов С.Н.** Проявление механико-химических эффектов при экспериментальных исследованиях изменения упругих и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов под воздействием фильтрации воды, насыщенной углекислым газом 3

**Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов**

- Пуланова С.А., Самойлова А.В.** Прогноз фазового состояния залежей углеводородов в ловушках комбинированного строения 15

**Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений**

- Тупысев М.К.** Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений  
Часть 1. Выявление причин деформации обсадных колонн 28

**Инновационные технологии освоения нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и экстремальных природно-климатических условиях**

- Гусейнов Ч.С., Земляновский В.А.** Технология установки подводного массивного резервуара на морское дно 38

**Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли**

- Мастепанов А.М., Сумин А.М.** Нефтегазовый сектор Бразилии: специфика, проблемы и перспективы развития 52

- Chigarev B.N.** A brief bibliometric analysis of Web of Science publications on “Carbon” topic for 2019–2020 76

Scientific online journal *Actual Problems of Oil and Gas*.  
Published since 2009  
**Founder:** Oil and Gas Research Institute of the Russian  
Academy of Sciences (OGRI RAS)

**Editor-in-Chief**

**Abukova Leila A.** – D.Sc. (Geol.-Mineral.), Director of  
OGRI RAS, Moscow, Russia

**Editorial Council**

**Dmitrievsky A.N.**, Academician of the RAS, OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Abdullaev G.S.**, D.Sc. (Geol.-Mineral.), IGIRNIGM LLC,  
Tashkent, Uzbekistan

**Bogoyavlensky V.I.**, Corr. Member of the RAS, OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Grigoriev B.A.**, Corr. Member of the RAS, Gazprom  
VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

**Ermilov O.M.**, Academician of the RAS, Yamal-Nenets  
Division of IPGG SB RAS, Tyumen, Russia

**Kontorovich V.A.**, Corr. Member of the RAS, IPGG SB  
RAS, Novosibirsk, Russia

**Makhnach A.A.**, Academician of the NAS of Belarus,  
Scientific-Productional Centre for Geology, Minsk,  
Belarus

**Salavatov T.Sh.**, Corr. Member of the NAS of Azerbaijan,  
ASOIU, Baku, Azerbaijan

**Skorobogatov V.A.**, D.Sc. (Geol.-Mineral.), Gazprom  
VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

**Editorial Board**

**Zakirov E.S.**, Deputy Editor-in-Chief, D.Sc. (Eng.), OGRI  
RAS, Moscow, Russia

**Baganova M.N.**, Ph.D. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Batalin O.Yu.**, Ph.D. (Phys.-Math.), OGRI RAS, Moscow,  
Russia

**Eremín N.A.**, D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Kovalenko K.V.**, D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Kouzin A.M.**, Ph.D. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow,  
Russia

**Maksimov V.M.**, D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Podnek V.E.**, Ph.D. (Phys.-Math.), OGRI RAS, Moscow,  
Russia

**Seliverstova M.E.**, Managing Editor, OGRI RAS, Moscow,  
Russia

**Sumin A.M.**, Ph.D. (Law), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Shuster V.L.**, D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow,  
Russia

**Editorial Staff**

**Seliverstova M.E., Chigarev V.B., Datsko T.G.**

**Editorial address:**

3, Gubkin Street, Moscow,  
Russian Federation, 119333

Phone: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51

E-mail: [oilgasjournal@ipng.ru](mailto:oilgasjournal@ipng.ru)

Registration certificate El No. FS77-67021  
from 16 September 2016.

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

Site: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Indexed in the Russian Science Citation Index.

Approved by the Higher Attestation Commission.

\*Previous title – *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*  
reg. sert. El. No. FS77-36038 from 23.04.2009.

Cover photo: S. Seliverstov

**2(33) 2021**

**Contents**

**Current methods of oil and gas mechanics and physics  
of reservoir systems**

**Popov S.N.** Manifestation of coupled mechanical and  
chemical effects in experimental studies of changes  
in elastic properties, porosity and permeability  
of reservoir rocks under the influence of filtration of water  
saturated with carbon dioxide

3

**New methods and technologies of studying the geological  
environment of oil and gas bearing basins**

**Punanova S.A., Samoilova A.V.** Prediction of the phase state of  
hydrocarbon deposits in traps of a combined structure

15

**New technologies and approaches to oil and gas  
field development**

**Tupyshev M.K.** Deformation of casing strings as a result of  
technogenic deformation processes during oil and gas field  
development

Part 1. Identification of the causes of deformation  
of casing strings

28

**Innovative technologies for oil and gas resources  
exploitation in complicated geological and critical  
environmental conditions**

**Guseynov Ch.S., Zemlyanovskiy V.A.** A technology for seabed  
installation of an underwater massive tank

38

**Strategic planning issues of oil and gas industry**

**Mastepanov A.M., Sumin A.M.** Brazil's oil and gas sector:  
specifics, problems and development prospects

52

**Chigarev B.N.** A brief bibliometric analysis of Web of Science  
publications on "Carbon" topic for 2019–2020

76

## Проявление механико-химических эффектов при экспериментальных исследованиях изменения упругих и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов под воздействием фильтрации воды, насыщенной углекислым газом

С.Н. Попов

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: [popov@ipng.ru](mailto:popov@ipng.ru)

**Аннотация.** На основе обзора публикаций в статье рассмотрены вопросы, посвященные лабораторным исследованиям влияния воды, насыщенной углекислым газом, на фильтрационно-емкостные и упругие свойства пород-коллекторов. Приведены основные химические реакции взаимодействия растворенного углекислого газа с минералами пород. Показано существенное изменение модуля упругости, модуля объемного сжатия, пористости и проницаемости образцов керна под воздействием воды, насыщенной углекислым газом.

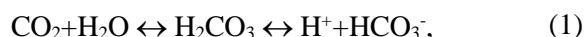
**Ключевые слова:** углекислый газ, пористость, проницаемость, модуль упругости, модуль объемного сжатия, коэффициент Пуассона.

**Для цитирования:** Попов С.Н. Проявление механико-химических эффектов при экспериментальных исследованиях изменения упругих и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов под воздействием фильтрации воды, насыщенной углекислым газом // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 3–14. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art1>

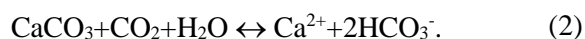
При взаимодействии физико-химически активных жидкостей (кислоты, щелочи, низкоминерализованная вода и др.) с горными породами возникают синергетические эффекты взаимного влияния химических и механических эффектов друг на друга [1–4]. Подобные явления приводят к вариациям упруго-прочностных и фильтрационно-емкостных свойств. Вполне очевидным является проявление механико-химических эффектов при фильтрации воды, насыщенной углекислым газом в породах-коллекторах [5–18].

Когда данный газ растворяется в пластовой воде, то при определенных

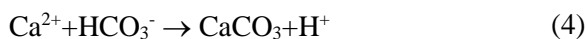
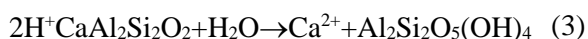
термобарических условиях образуется углекислота:



которая может взаимодействовать с породой, в результате чего одни минералы растворяются, а другие осаждаются. Некоторые из химических реакций имеют весьма серьезные последствия при нагнетании  $\text{CO}_2$ , например, растворение кальцита (карбоната кальция):



В породах, состоящих из карбонатных минералов, такие реакции происходят достаточно быстро. В терригенных породах реакции с углекислым газом ( $\text{CO}_2$ ) происходят довольно медленно. Ионы металлов, таких как кальций, магний и железо, входящие в состав терригенных пород, могут взаимодействовать с ионом бикарбоната, в результате чего откладываются карбонатные минералы. Примером служат реакции, приводящие к растворению анортита и отложению кальцита:



Таким образом, фильтрация воды, насыщенной углекислым газом в породах-коллекторах, может привести как к увеличению объема порового пространства, следствием чего будет снижение упругих и прочностных свойств породы, так и к его уменьшению, в результате чего данные параметры могут увеличиться.

Ниже приведен краткий обзор некоторых работ, в которых исследовались взаимосвязанные химические и механические явления, происходящие в породах-коллекторах при фильтрации в них воды, насыщенной углекислым газом.

Авторы работ [5, 6] проводят полный комплекс исследований, включающий лабораторные эксперименты по определению влияния закачки  $\text{CO}_2$  на упругие и фильтрационно-емкостные свойства образцов керна терригенных пород-коллекторов и химические анализы воды,

профильтовавшейся через образцы керна, для установления химического взаимодействия флюида, насыщенного углекислым газом, с породой.

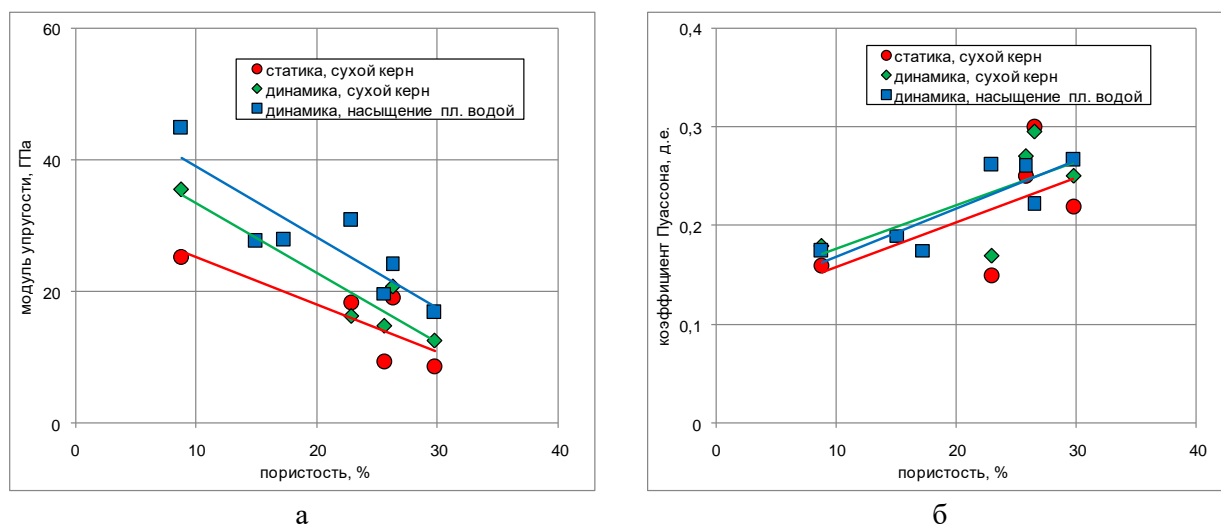
Упругие характеристики авторы определяли как динамическим, так и статическим методом, при этом использовались сухие и насыщенные пластовой водой образцы керна [5, 6] (рис. 1). В целом, в результате лабораторных экспериментов были получены корреляционные зависимости между величиной пористости и упругими характеристиками образцов (модуль упругости, коэффициент Пуассона), которые описывались линейной функцией.

В публикациях [5, 6] отмечено, что после насыщения образцов пластовой водой модуль упругости несколько вырос – пропорционально для каждого значения пористости. Также замечено некоторое различие значений данного параметра при статическом и динамическом методах определения (см. рис. 1а). Общая закономерность изменения модуля упругости от пористости вполне естественна – с увеличением пористости модуль упругости снижается [7].

Для коэффициента Пуассона наоборот – наблюдается рост с увеличением пористости образцов керна (см. рис. 1б). Условия эксперимента (сухие или насыщенные образцы) и метод определения данного параметра (динамический или статический) не вносят существенного изменения в полученные закономерности.

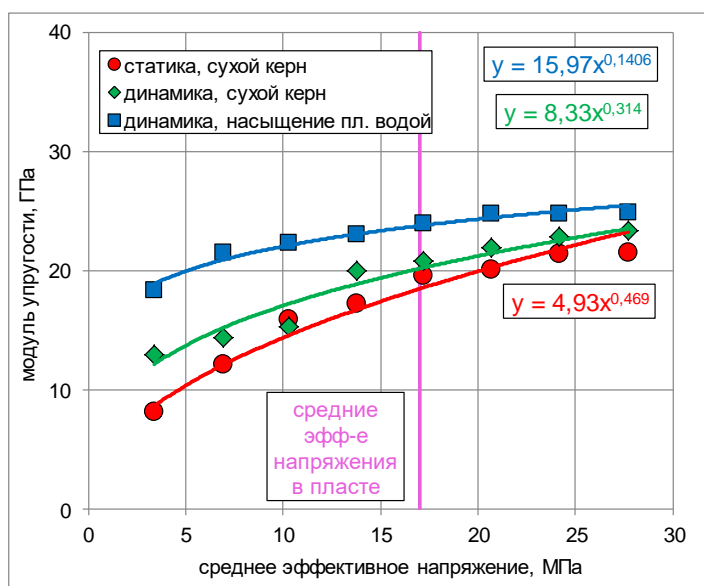
Из рис. 1б видно, что при увеличении пористости растет коэффициент Пуассона и данная зависимость носит линейный характер.





**Рис. 1.** Изменение модуля упругости (а) и коэффициента Пуассона (б), определенных статическим и динамическим методами, в зависимости от пористости для сухих и насыщенных терригенных образцов керна (по данным работ [5, 6])

Помимо зависимости модуля упругости от пористости, авторы также выявили, что данная величина изменяется под воздействием эффективных напряжений по степенной зависимости (рис. 2) [8].



**Рис. 2.** Изменение модуля упругости, определенного статическим и динамическим методами, в зависимости от средних эффективных напряжений для сухих и насыщенных терригенных образцов керна (по данным работ [5, 6])

Характер увеличения модуля упругости при увеличении напряжений зависит от способа определения данного параметра (динамический или статический) и условий эксперимента (сухие или насыщенные водой образцы) (см. рис. 2).

Так, при росте эффективных напряжений от 3,5 до 28 МПа данная величина увеличивалась от 8,2 до 21,5 ГПа (статический метод, сухой керн) и от 18,4 до 24,9 ГПа (динамический метод, насыщенный керн).

После нагнетания в образцы воды, насыщенной углекислым газом, зависимость модуля упругости от эффективных напряжений поменялась в существенной степени (рис. 3). Так, для одного из образцов при эффективных напряжениях 2 МПа

величина модуля упругости снизилась с 25,1 до 20,4 ГПа; при эффективных напряжениях 27 МПа – произошло снижение с 28,4 до 24,9 ГПа, т.е. в среднем изменилась приблизительно на 20%.

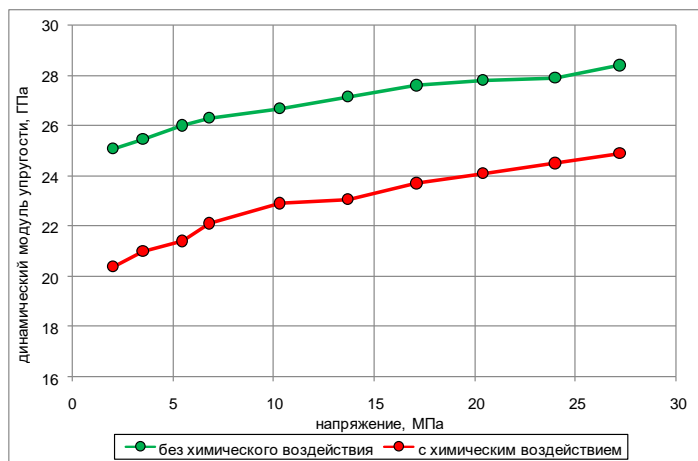


Рис. 3. Изменение модуля упругости, определенного динамическим методом, в зависимости от напряжений до и после химического воздействия углекислого газа на терригенный образец керна (по данным работ [5, 6])

Данный результат является весьма важным, так как изменение упругих констант приводит к изменению поля напряжений в горной породе и, как следствие, к еще более существенному изменению ее фильтрационно-емкостных свойств, в особенности, проницаемости.

Следующим важным этапом экспериментальных исследований, проведенных авторами работ [5, 6], было определение

взаимного влияния углекислого газа и изменения эффективных напряжений на фильтрационно-емкостные свойства пласта. В первой серии экспериментов образцы испытывались только под воздействием увеличивающихся эффективных напряжений. На рис. 4 приведены результаты изменения проницаемости, нормированной относительно начального значения, для различных испытанных образцов.

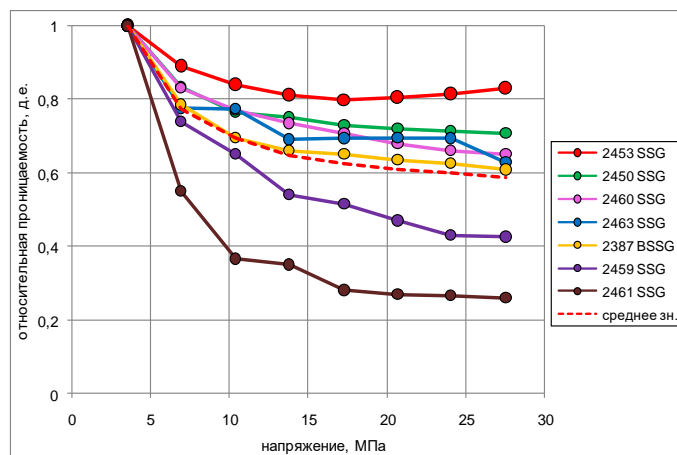
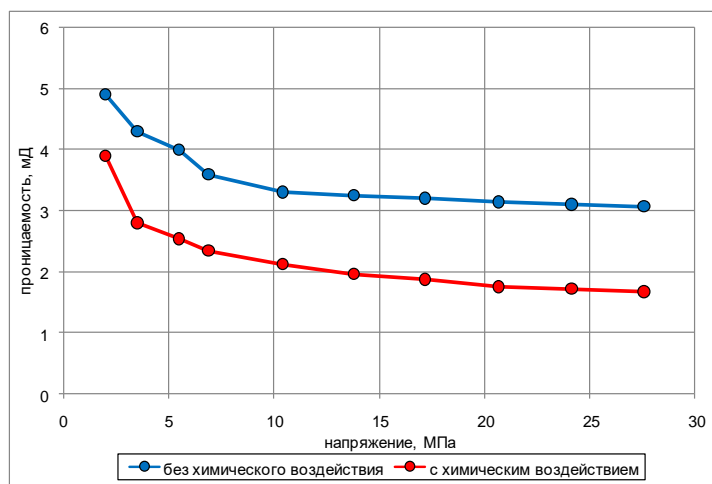


Рис. 4. Изменение относительной проницаемости терригенных образцов керна в зависимости от напряжений (по данным работ [5, 6, 9])

Как видно из рис. 4, при увеличении эффективных напряжений с 3,5 до 27,6 МПа проницаемость образцов снизилась на 17–74%, что говорит о существенном влиянии механических свойств и изменения напряжений на фильтрационные свойства пород-коллекторов.

Во второй серии экспериментов исследовалось взаимное воздействие механической нагрузки и углекислого газа на проницаемость образцов. На рис. 5 приведен пример такого эксперимента для одного из образцов. Как видно из графиков, химические реакции,

происходящие при нагнетании воды, насыщенной  $\text{CO}_2$ , существенно ухудшают фильтрационные свойства породы, т.е. в данном случае преобладает отложение, а не растворение минералов или процесс уплотнения породы. При одних и тех же величинах эффективных напряжений под воздействием углекислого газа проницаемость снижалась сначала с 4,9 до 3,9 мД, т.е. на 20,4% (эффективное напряжение равно 2 МПа), затем уменьшалась в еще большей степени – с 3,07 до 1,67 мД, т.е. на 45,6% (эффективное напряжение равно 27,6 МПа).



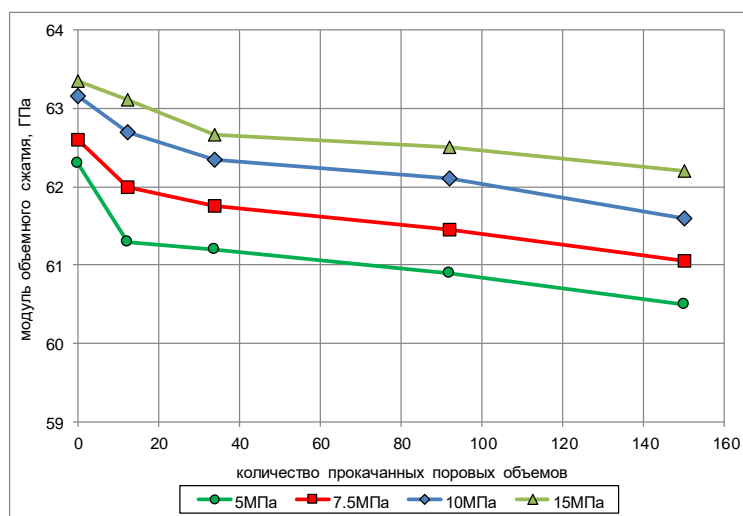
**Рис. 5.** Изменение проницаемости терригенного образца керна в зависимости от напряжений до и после химического воздействия углекислым газом (по данным работ [5, 6, 9])

Таким образом, вышеприведенные результаты исследований показывают, что при фильтрации воды, насыщенной углекислым газом, нельзя рассматривать отдельно только химические, физические или механические эффекты. Все эти процессы являются взаимосвязанными и оказывают взаимное воздействие на физико-механические и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов.

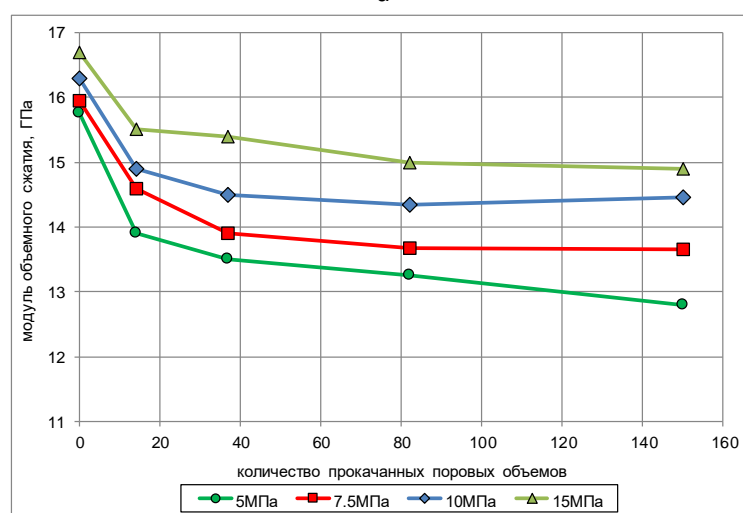
Аналогичные исследования были выполнены G. Mavko и его коллегами [10],

при этом изучение проводилось на образцах карбонатных пород (прочный известняк и мягкий известняк, обогащенный микритом). Достоинством данной работы является то, что авторы рассмотрели влияние нагнетания воды, насыщенной углекислым газом, на фильтрационно-емкостные и физико-механические свойства не только в зависимости от эффективных напряжений, но и от количества прокачанного поровых объемов воды, насыщенной  $\text{CO}_2$  (рис. 6, 7).





а



б

**Рис. 6.** Изменение модуля объемного сжатия образцов керна в зависимости от количества прокачанных поровых объемов воды, насыщенной  $\text{CO}_2$ , и эффективных напряжений для прочного (а) и зернистого известняка, обогащенного микритом (б) (по данным работы [10])

На рис. 6 представлены результаты определения закономерностей изменения модуля объемного сжатия в зависимости от эффективных напряжений и профильтровавшихся поровых объемов воды, насыщенной  $\text{CO}_2$ . Как видно из рис. 6, наиболее интенсивное снижение данного параметра происходит на начальной стадии эксперимента.

Затем происходит монотонное уменьшение величины модуля объемного сжатия в зависимости от нагнетаемых

поровых объемов, которое можно описать зависимостью, близкой к линейной. Следует отметить, что снижение данного параметра не завершилось, т.е. влияние нагнетания воды, обогащенной углекислым газом, на механические свойства породы носит длительный характер.

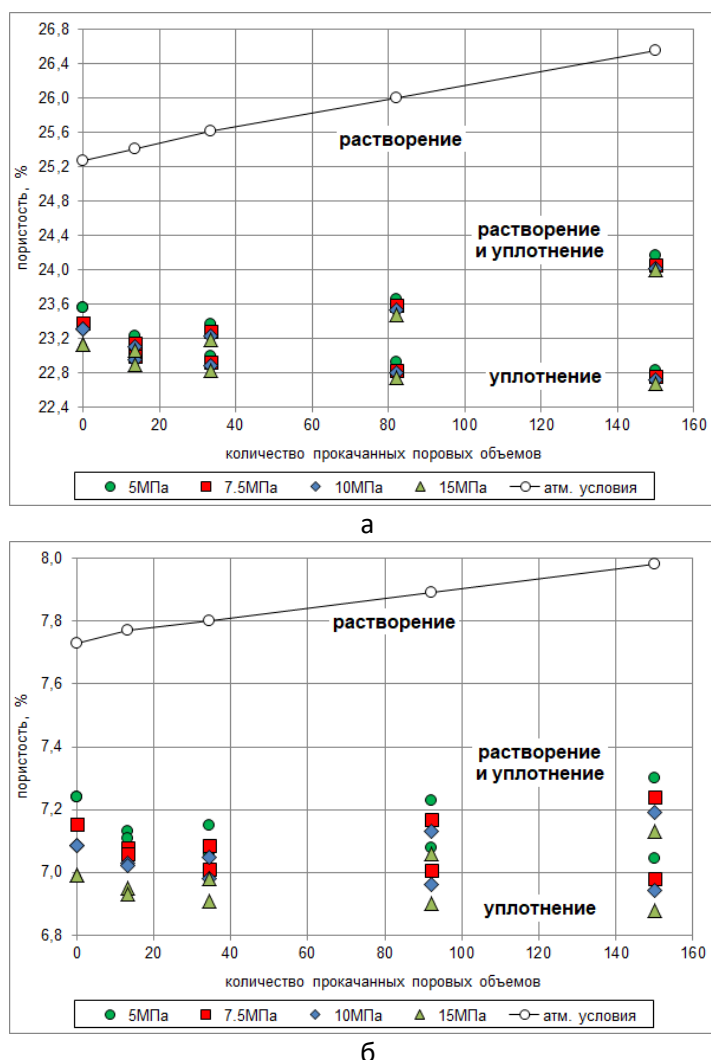
Определенное влияние оказывает и воздействие эффективных напряжений, прикладываемых к исследуемым образцам (см. рис. 6).

Так, для прочного известняка (см. рис. 6а) модуль объемного сжатия в начале экспериментов увеличился от 62,3 до 63,4 ГПа, т.е. на 1,8% при увеличении эффективных напряжений от 5 до 15 МПа. В конце экспериментов значение данного параметра увеличилось с 60,5 до 62,2 ГПа, т.е. на 2,8% при таком же увеличении напряжений.

Более существенное изменение модуля объемного сжатия было получено для мягкого известняка, обогащенного микритом (см. рис. 6б). В начале эксперимента

увеличение данного параметра составило от 15,8 до 16,7 ГПа, т.е. на 5,7% при увеличении эффективных напряжений от 5 до 15 МПа. В конце экспериментов значение модуля объемного сжатия увеличивалось с 12,8 до 14,9 ГПа, т.е. на 16,4% при таком же увеличении напряжений.

На следующем этапе авторы работы [10] исследовали изменение пористости образцов керна под воздействием нагнетаемой воды, насыщенной  $\text{CO}_2$ , и увеличивающихся эффективных напряжений (см. рис. 7).



**Рис. 7.** Изменение пористости образцов керна в зависимости от количества прокачанных поровых объемов воды, насыщенной  $\text{CO}_2$ , и эффективных напряжений для прочного (а) и зернистого известняка, обогащенного микритом (б) (по данным работы [10])

Результаты экспериментов можно разделить на три типа, классифицируя их по происходящим в них эффектам:

1. *Растворение.* Преимущественное воздействие химических эффектов, в результате чего происходит увеличение пористости за счет растворения и вымывания твердых частиц скелета породы. Такие результаты были получены только при условиях, близких к атмосферным, т.е. когда отсутствует воздействие эффективных напряжений.

2. *Растворение и уплотнение.* Равная степень воздействия химических и механических эффектов. Несмотря на начальное снижение пористости, вызванное воздействием механической нагрузки, в дальнейшем происходит увеличение данного параметра за счет химического воздействия нагнетаемой воды, насыщенной углекислым газом.

3. *Уплотнение.* В экспериментах происходит постепенное уменьшение величины пористости, вызванное воздействием эффективных напряжений. В таком случае преобладающую роль играет механическая нагрузка, создаваемая в образце, и растворение твердого скелета породы не может компенсировать снижение пористости.

Все три типа результатов были получены как для прочного, так и для мягкого известняка, обогащенного микритом. Следует добавить, что эффект увеличения пористости за счет растворения породы оказывает более существенное влияние на процесс фильтрации воды, насыщенной  $\text{CO}_2$ . Такой вывод можно сделать, сравнив начальное и конечное значения пористости в экспериментах.

Например, для образца, результаты испытаний которого представлены на рис. 6б, увеличение пористости за счет растворения (атмосферные условия)

составило 1,3% абсолютной величины или 5,1% в относительных единицах. Под воздействием максимальных эффективных напряжений (15 МПа) значение пористости снижается на 0,45% абсолютной величины или 1,9% в относительных единицах. Т.е. эффект воздействия механической нагрузки уменьшает пористость почти в 3 раза, по сравнению с тем, как она возрастает при растворении.

Кроме того, если уменьшение величины пористости, вызванное эффективными напряжениями, стремится к какому-то предельному значению, то под воздействием растворения наблюдается постоянный рост данной характеристики, который, судя по графикам (см. рис. 7), может быть описан по линейному закону.

### Выводы

1. Взаимодействие воды, насыщенной углекислым газом, происходит наиболее интенсивно с минералами, в которых присутствует кальций. В таком случае может происходить как растворение, так и переотложение минералов горных пород-коллекторов.

2. Результаты лабораторных экспериментов показали, что при фильтрации воды с растворенным  $\text{CO}_2$  весьма существенно снижаются упругие характеристики (модуль упругости и модуль объемного сжатия).

3. На основе лабораторных исследований с образцами карбонатных пород показано, что при фильтрации воды, насыщенной  $\text{CO}_2$ , может происходить как уменьшение, так и увеличение фильтрационных характеристик породы, что связано либо с преобладанием механического процесса уплотнения при воздействии эффективных напряжений, либо с химическим эффектом растворения минералов.

4. Ввиду весьма активного влияния пород-коллекторов необходимым является взаимодействие породы с водой, учет таких эффектов при насыщенной углекислым газом, на моделировании захоронения CO<sub>2</sub> в упругие и фильтрационные свойства водоносные горизонты.

*Статья в рамках выполнения государственного задания (тема «Исследование термодинамических свойств углеводородных смесей, моделирование гидротермодинамических, физико-химических и геомеханических процессов в геосредах с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа», № АААА-А19-119030690057-5).*

### Литература

1. Михайлов Н.Н., Попов С.Н. Экспериментальные и теоретические исследования влияния механико-химических эффектов на фильтрационно-емкостные, упругие и прочностные свойства пород-коллекторов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. Вып. 1(11). С. 8. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_11/popov.html](http://oilgasjournal.ru/vol_11/popov.html) (Дата обращения 15.06.2021).
2. Попов С.Н. Влияние механохимических эффектов на проницаемость трещин при моделировании циклической закачки воды в карбонатные коллекторы // Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 77–79.
3. Попов С.Н. Аномальные проявления механико-химических эффектов при разработке залежей нефти и газа: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. М., 2019. 52 с.
4. Абрамова О.П., Абукова Л.А., Попов С.Н. Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде // Современные проблемы науки и образования. 2011. № 4. С. 68.
5. Olden P., Pickup G., Jin M. et al. Use of rock mechanics laboratory data in geomechanical modeling to increase confidence in CO<sub>2</sub> geological storage // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2012. Vol. 11. P. 304–315. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.09.011>
6. Smith M., Campbell D., Mackay E., Polson D. CO<sub>2</sub> aquifer storage site evaluation and monitoring. SCCS, 2012. 200 p.
7. Попов С.Н., Кусайко А.С., Озун И.А. Исследование компрессионных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 7. С. 31–35.
8. Попов С.Н. Разработка модели изменения проницаемости трещин под воздействием механохимических эффектов при нагнетании воды в карбонатный коллектор // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 5. С. 28–35.
9. Михайлов Н.Н., Попов С.Н. Вариации фильтрационно-емкостных и физико-механических свойств пород-коллекторов под воздействием механохимических эффектов // Вестник ЦКР Роснедра. 2015. № 3. С. 17–29.
10. Mavko G., Vanorio T., Benson S. et al. Linking the chemical and physical effects of CO<sub>2</sub> injection to geophysical parameters: Stanford Global Climate and Energy Program (GCEP) technical report, 2013. 20 p.
11. Qiao X., Li G. Factors influencing the safety of CO<sub>2</sub> geological storage in deep saline aquifers // Environmental Engineering and Management Journal. 2014. Vol. 13, No. 12. P. 2917–2928. <https://doi.org/10.30638/eemj.2014.329>

12. *Hangx S., van der Linden A., Marcelis F., Bauer A.* The effect of CO<sub>2</sub> on the mechanical properties of the Captain Sandstone: Geological storage of CO<sub>2</sub> at the Goldeneye field (UK) // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2013. Vol. 19. P. 609–619. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.12.016>
13. *Perera M.S.A.* Investigation of the effect of carbon dioxide sequestration on coal seams: a coupled hydro-mechanical behavior: Thesis summary of Rocha Medal, 2014. 32 p.
14. *Vilarrasa V., Carrera J., Olivella S.* Hydromechanical characterization of CO<sub>2</sub> injection sites // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2013. Vol. 19. P. 665–677. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.11.014>
15. *Rahmer J., Seyedi D.M.* Coupled large scale hydromechanical modeling for caprock failure risk assessment of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifer // *Oil & Gas Science and Technology*. 2010. Vol. 65, No. 3. P. 503–517. <https://doi.org/10.2516/ogst/2009049>
16. *Olabode A.* Experimental investigation in CO<sub>2</sub> sequestration and shale caprock integrity: A thesis submitted to the graduate faculty of the Louisiana State University and Agricultural and Mechanical college in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science in Petroleum Engineering. Obafemi Awolowo University, Nigeria, 2008. 136 p.
17. *Vilarrasa V.* Thermo-hydro-mechanical impacts of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) injection in deep saline aquifers: Ph.D. thesis. GHS, UPC-Barcelona Tech, IDAEA, CSIC, 2012. 198 p.
18. *Zemke K., Liebscher A., Wandrey M.* Petrophysical analysis to investigate the effects of carbon dioxide storage in a subsurface saline aquifer at Ketzin, Germany (CO<sub>2</sub>SINK) // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2010. Vol. 4, No. 6. P. 990–999. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2010.04.008>

## Manifestation of coupled mechanical and chemical effects in experimental studies of changes in elastic properties, porosity and permeability of reservoir rocks under the influence of filtration of water saturated with carbon dioxide

**S.N. Popov**

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow  
E-mail: [popov@ipng.ru](mailto:popov@ipng.ru)

**Abstract.** The article provides an overview of publications devoted to laboratory studies of the effect of water saturated with carbon dioxide on the porosity, permeability and elastic properties of reservoir rocks. The main chemical reactions of the interaction of dissolved carbon dioxide with rock minerals are presented. A significant change in the modulus of elasticity, modulus of volumetric compression, porosity and permeability of core samples under the influence of water saturated with carbon dioxide is shown.

**Keywords:** carbon dioxide, porosity, permeability, elastic modulus, bulk modulus, Poisson's ratio.

**Citation:** Popov S.N. Manifestation of coupled mechanical and chemical effects in experimental studies of changes in elastic properties, porosity and permeability of reservoir rocks under the influence of filtration of water saturated with carbon dioxide // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 2(33). P. 3–14. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art1> (In Russ.).

### References

1. *Mikhailov N.N., Popov S.N.* Experimental and theoretical study of influence of mechanochemical effects on porosity, permeability, elastic and strength properties of reservoir rocks // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2015. Iss. 1(11). P. 8. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_11/popov.html](http://oilgasjournal.ru/vol_11/popov.html) (Accessed on 15.06.2021). (In Russ.).
2. *Popov S.N.* Influence of mechanochemical effects on elastic and strength properties of reservoir rocks // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2015. No. 8. P. 77–79. (In Russ.).
3. *Popov S.N.* Abnormal manifestations of mechanical and chemical effects during the development of oil and gas deposits: Synopsis of Doctoral thesis. Moscow, 2019. 52 p. (In Russ.).
4. *Abramova O.P., Abukova L.A., Popov S.N.* Problems of increasing reliability of computer models natural and man-made scaling in the geological environment // Modern Problems of Science and Education. 2011. No. 4. P. 68. (In Russ.).
5. *Olden P., Pickup G., Jin M. et al.* Use of rock mechanics laboratory data in geomechanical modeling to increase confidence in CO<sub>2</sub> geological storage // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2012. Vol. 11. P. 304–315. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.09.011>
6. *Smith M., Campbell D., Mackay E., Polson D.* CO<sub>2</sub> aquifer storage site evaluation and monitoring. SCCS, 2012. 200 p.
7. *Popov S.N., Kusaiko A.S., Ozun I.A.* Researching of reservoir-rocks compaction properties of oil fields, developed by LLC “LUKOIL-Komi” // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2016. No. 7. P. 31–35. (In Russ.).



8. *Popov S.N.* Development of the model of fracture permeability change under the influence of mechanical-chemical effects when injecting water into a carbonate reservoir // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2016. No. 5. P. 28–35. (In Russ.).
9. *Mihailov N.N., Popov S.N.* Variation of permeability, porosity and physical and mechanical properties of reservoirs under mechanical and chemical impact // *Bulletin of the CDC Rosnedra*. 2015. No. 3. P. 17–29. (In Russ.).
10. *Mavko G., Vanorio T., Benson S.* et al. Linking the chemical and physical effects of CO<sub>2</sub> injection to geophysical parameters: Stanford Global Climate and Energy Program (GCEP) technical report, 2013. 20 p.
11. *Qiao X., Li G.* Factors influencing the safety of CO<sub>2</sub> geological storage in deep saline aquifers // *Environmental Engineering and Management Journal*. 2014. Vol. 13, No. 12. P. 2917–2928. <https://doi.org/10.30638/eemj.2014.329>
12. *Hangx S., van der Linden A., Marcelis F., Bauer A.* The effect of CO<sub>2</sub> on the mechanical properties of the Captain Sandstone: Geological storage of CO<sub>2</sub> at the Goldeneye field (UK) // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2013. Vol. 19. P. 609–619. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.12.016>
13. *Perera M.S.A.* Investigation of the effect of carbon dioxide sequestration on coal seams: a coupled hydro-mechanical behavior: Thesis summary of Rocha Medal. 2014. 32 p.
14. *Vilarrasa V., Carrera J., Olivella S.* Hydromechanical characterization of CO<sub>2</sub> injection sites // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2013. Vol. 19. P. 665–677. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.11.014>
15. *Rahmer J., Seyedi D.M.* Coupled large scale hydromechanical modeling for caprock failure risk assessment of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifer // *Oil & Gas Science and Technology*. 2010. Vol. 65, No. 3. P. 503–517. <https://doi.org/10.2516/ogst/2009049>
16. *Olabode A.* Experimental investigation in CO<sub>2</sub> sequestration and shale caprock integrity: A thesis submitted to the graduate faculty of the Louisiana State University and Agricultural and Mechanical college in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science in Petroleum Engineering. Obafemi Awolowo University. 136 p.
17. *Vilarrasa V.* Thermo-hydro-mechanical impacts of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) injection in deep saline aquifers: Ph.D. thesis. GHS, UPC-Barcelona Tech, IDAEA, CSIC, 2012. 198 p.
18. *Zemke K., Liebscher A., Wandrey M.* Petrophysical analysis to investigate the effects of carbon dioxide storage in a subsurface saline aquifer at Ketzin, Germany (CO<sub>2</sub>SINK) // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2010. Vol. 4, No. 6. P. 990–999. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2010.04.008>

## Прогноз фазового состояния залежей углеводородов в ловушках комбинированного строения

С.А. Пунанова\*, А.В. Самойлова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: \*punanova@mail.ru

**Аннотация.** Рассмотрены возможности прогноза фазового состояния залежей углеводородов геохимическими методами. В статье кратко описываются известные газогеохимические и нефтехимические методы прогнозирования, а также предложено использовать для этих целей микроэлементные показатели флюидов. На основе исследования распределения микроэлементного состава нефтей и конденсатов Западной Сибири, Туркмении, Прикаспия, Новой Зеландии и некоторых других регионов рекомендованы микроэлементные геохимические показатели нафтидов для диагностики нефтяных и газоконденсатных систем. Факт наличия микроэлементов в легких фракциях углеводородных флюидов и выявленные генетические различия нефтей и конденсатов позволяют привлекать микроэлементную характеристику флюидов для практических задач нефтегазопроислойной геологии. Поскольку к настоящему времени фонд добычи углеводородов в антиклинальных структурах близится к исчерпанию, значительное внимание уделяется сложным комбинированным ловушкам, приуроченным к большим глубинам и жестким термобарическим условиям.

**Ключевые слова:** комбинированные ловушки, микроэлементы, месторождение, фазовое состояние, углеводороды, конденсаты, показатели.

**Для цитирования:** Пунанова С.А., Самойлова А.В. Прогноз фазового состояния залежей углеводородов в ловушках комбинированного строения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 15–27. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art2>

### Введение

Качество флюидов и их фазовое состояние при оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов является актуальной и востребованной, но недостаточно решенной задачей. При этом большое значение приобретает установление характера и структуры ловушек. На данный момент низка вероятность открытия крупных месторождений нефти и газа, связанных с антиклинальными структурами. Как показывает мировая практика нефтегазопроислойных работ [1], на комбинированные ловушки неантиклинального строения приходится

почти в пять раз больше залежей, чем на коллекторы-вместилища углеводородов (УВ), контролируемые одним ведущим фактором (литологическим, стратиграфическим, тектоническим, геодинамическим, гидрогеологическим и др.), притом, что накопленная добыча в них составляет больше 50%. Изучение и картирование, а также прогноз состава нефтей в открываемых ловушках – актуальная и перспективная проблема XXI века [2, 3].

Геохимия микроэлементов нафтидов широко применяется на различных этапах поисково-разведочного процесса.

Анализ особенностей количественного распределения МЭ состава нефтей, и, в частности, газоконденсатных скоплений, а также органического вещества (ОВ) пород в комплексе с другими геохимическими параметрами дает возможность выявлять нефтематеринские толщи, условия и направления миграции УВ, определять вторичные процессы физико-химических преобразований нефтей в залежах, проводить корреляцию и дифференциацию нефтей по площади и разрезу, прогнозировать состав и физико-химические свойства флюидов и их фазовое состояние [4].

#### **Общие представления о нефтяных и конденсатных системах и их прогноз на основе УВ показателей**

Проблема раздельного прогноза нефтей и газоносности недр уже давно вышла за рамки чисто теоретических разработок, приобретая значимое прикладное значение. Прогнозные оценки фазового состояния скоплений осуществляются на всех этапах и стадиях геологоразведочного процесса. С освоением глубинных зон осадочного разреза, обладающих жесткими термобарическими условиями, все чаще встречаются УВ скопления с трудно определяемыми типами и фазовыми состояниями, как правило, приуроченные к ловушкам сложного комбинированного типа. Свойства таких углеводородных систем являются промежуточными между нефтяными и газоконденсатными системами. Высокая газонасыщенность нефтей или, наоборот, аномально большие концентрации жидких УВ в сжатых газах существенно затрудняют диагностику типа вскрываемых залежей. Большой вклад в решение этих проблем внесли исследования В.А. Чахмахчева, И.С. Старобинца и др. [5–10].

Ниже в краткой форме изложены некоторые положения.

Как известно, залежи углеводородов делятся на три основных типа: нефтяные, газоконденсатные и газовые. Различают три вида нефтяных скоплений: нефтяные без газовой шапки, нефтяные с газовой шапкой, содержащей небольшое количество конденсата прямого испарения и нефтегазоконденсатные. В последних содержание конденсата ретроградного испарения достаточно высокое (до  $1400 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ).

Формирование газоконденсатных (ГК) залежей происходит при определенных термобарических условиях при растворении жидких УВ в сжатых газах. Интерес к подобным углеводородным системам возрастает по мере освоения бурением глубинных зон земной коры. Газоконденсатные залежи отличаются от нефтяных однофазным парообразным состоянием УВ флюида. От чисто газовых эти залежи отличаются благодаря наличию в состоянии обратного испарения жидкой фазы (конденсата), которая в той или иной степени выделяется в свободную фазу по мере снижения давления. По термобарическому и фазовому состоянию газоконденсатные залежи разделяются на два основных типа: чисто газоконденсатные (однофазные) залежи и газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками разных размеров, т.е. двухфазные.

Газоконденсатные залежи характеризуются более простым (по сравнению с нефтями) составом и практически полным отсутствием или очень низким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, серы, твердых парафинов и микроэлементов, что связано с очень низким растворением этих соединений в сжатых газах.

Кроме того, в них преобладают, как правило, бензино-лигроиновые фракции, выкипающие до 200 °С. Диапазон распространения ГК систем достаточно широк: от небольших глубин 700–850 м (Средняя Азия, Волго-Урал) до глубин более 5000 м (Западная Туркмения, Апшерон). Термобарические условия залегания ГК систем также очень разнообразны. Минимальные значения давления/температуры составляют 75 ат / 25 °С, максимальные – 650 ат / 190 °С. Количество растворенного конденсата в сжатых газах меняется в широких пределах: от 10 – 20 до 1300 – 1500 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Состав газов может быть разным, но чаще всего, как показывают статистические данные, встречаются газы с содержанием метана 86 – 88 % и его гомологов 12 – 14 %.

Многими исследователями признается принципиальная схема вертикальной зональности нефтегазообразования (И.С. Старобинец, В.А. Чахмахчев, А.Э. Конторович, О.К. Баженова, Т.К. Баженова, Н.Б. Вассоевич и др.). Выделяют нижнюю и верхнюю зоны газообразования, главную зону нефтеобразования и зону генерации газоконденсатов. С каждой генетической зоной связываются определенные фазовые типы залежей и углеводородные составы их флюидов в зависимости от степени катагенеза пород органического вещества, а также различные типы ловушек, удерживающие поступающие флюиды. В более глубоких, прогретых, тектонически активных зонах – это ловушки сложного комбинированного строения.

Встречающиеся в недрах скопления газоконденсата имеют разное происхождение. Различают «первичные» или «исходные» ГК скопления и «вторичные» или «новообразованные». Первые из них

формируются за счет миграции из материнских толщ газоконденсатных растворов, образующихся в зоне наиболее жесткого катагенного преобразования рассеянного ОВ пород. Вторичные ГК залежи приурочены к газонефтяным системам и образуются при растворении легких фракций нефти в сжатых газах в ходе погружения структур и повышения пластового давления и температуры в нефтегазовых залежах. Первичные ГК системы имеют малые значения конденсатного фактора (Кф): от 20 до 100 г/м<sup>3</sup>, а вторичные – существенно выше: от 120 до 1600 г/м<sup>3</sup> (Кф – количество жидкой фазы (конденсата) в граммах или куб. см, приходящееся на 1 м<sup>3</sup> газа).

В практике разработки углеводородных систем очень важны достоверные методы и способы оценки вскрытой залежи, необходимость прогнозирования именно фазового состояния скоплений. В ряде публикаций, посвященных прогнозу, приводятся геохимические показатели и методы распознавания фазово-генетических типов залежей на основе данных углеводородов. Исследователи в одних случаях прибегают к качественному и количественному анализу газовой фазы систем (газогеохимические показатели), в других – к всесторонней оценке жидкой фазы (нефтехимические показатели) [5].

Принципы *газогеохимических* методов прогноза базируются на сложившихся представлениях о вертикальной зональности нефте-, газообразования и генетических связях углеводородного состава газов с типами УВ скоплений. Именно с вертикальной зональностью нефтеобразования связана закономерность повышения жирности газов, т.е. увеличение гомологов метана в ряду залежей: газовая, газоконденсатная, нефтегазоконденсатная и нефтяная (табл. 1).

Таблица 1

**Газогеохимические показатели типов залежей**

(составлено по материалам В.А. Чахмахчева, 2002, с использованием данных Ю.П. Коротаева, Г.С. Степановой и др., 1974; Г.С. Степановой, С.Л. Критской, 1986; В.И. Старосельского, 1990 и др.)

№ п/п	Показатели	Типы залежей		
		ГК	ГКН	Н
1	ГФ, м <sup>3</sup> /т	10000–50000	900–10000	100–560
2	$\Phi_1 = (C_1 + C_4) / (C_5 + C_2 / C_3)$	100–295	7–100	0–7
3	C <sub>2</sub> +, об %	5–15	10–30	20–70
4	C <sub>2</sub> /C <sub>3</sub>	2,2–6,0	1,0–3,0	0,5–1,3
5	100 C <sub>2</sub> /(C <sub>3</sub> +C <sub>4</sub> )	170–400	50–200	20–80
6	100 C <sub>2</sub> +/C <sub>1</sub> (коэффициент жирности газов)	5–15	10–40	30–600
7	C <sub>5</sub> +в	0,01–0,03	0,1–1,0	1,2–6,7
8	Доля УВ газового компонента, % на фракцию: этан пропан бутан	60–80 15–35 5–15	40–60 20–40 10–25	10–50 30–50 15–40
9*	Z=A+B	80–150	7–60	<7
10**	Главные компоненты Z <sub>1</sub> , Z <sub>2</sub>	>21 >21	17–21 17–20,5	<17 <17

\*A=C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>; B=(C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>+C<sub>3</sub>+C<sub>4</sub>)/C<sub>5</sub>+в

\*\* Z<sub>1</sub>=0,88C<sub>5</sub>+в+0,99C<sub>1</sub>/C<sub>5</sub>+в+0,97 C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>+0,99F/3,71;

Z<sub>2</sub>=0,79C<sub>5</sub>+в+0,98C<sub>1</sub>/C<sub>5</sub>+в+0,95 C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>+0,99F/3,71, где F = (C<sub>2</sub>+C<sub>3</sub>+C<sub>4</sub>)/C<sub>5</sub>+в

К нефтегеохимическим показателям (табл. 2) относятся следующие: величина конденсатного фактора, общие физико-химические свойства жидкого флюида,

фракционный состав флюида, индивидуальный углеводородный состав фракций C<sub>5</sub>–C<sub>8</sub> и алканов фракций C<sub>13</sub>–C<sub>23</sub>.

Таблица 2

**Нефтегеохимические показатели типов залежей**

(составлено по материалам В.А. Чахмахчева, 2002, с использованием данных А.С. Великовского, А.К. Карпова и др., 1979; В.А. Гальченко, В.П. Савченко, 1978; В.А. Чахмахчева, Т.Л. Виноградовой, 1979; Thompson K., 1979; В.И. Тихомирова, 1993 и др.)

№ п/п	Показатели	Типы залежей		
		ГК	ГКН	Н
1	Конденсатный фактор, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	<80	>80	–
2	Плотность УВ флюида, кг/м <sup>3</sup>	<800	–	>780
3	Смолы и асфальтены, %	<3,5	–	>3,5
4	Фракция НК–200 °С, %	>55,0	–	<55
5	Фракция НК–300 °С, %	>70,0		<70,0
6	Фракция C <sub>5</sub> –C <sub>8</sub> цикланы/алканы	1,0–2,0	0,8–1,0	0,2–0,8
7	арены (C <sub>6</sub> –C <sub>7</sub> )/алканы (C <sub>6</sub> –C <sub>7</sub> )	0,3–3,0	0,1–0,3	0,01–0,1
8	циклогексан/н-гексан	1,2–10,0	0,8–1,2	0,05–0,8
9	бензол/н-гексан	0,4–5,0	0,2–0,4	0,01–0,2
10	циклогексан/н-гексан	1,9–4,0	1,6–1,9	0,4–1,5

При изучении индивидуального углеводородного состава бензиновых фракций было показано, что каждый тип залежи характеризуется определенными свойствами [6, 9].

В целях детализации при определении типа флюидов [9] предложено использовать

значения соотношений сравнительно низко- и высокомолекулярных н-алканов по результатам газохроматографических исследований более 180 проб пластовых флюидов при учете термобарических условий размещения УВ залежей. Эти данные сведены в табл. 3.

Таблица 3

### Дифференциация нефтей и конденсатов по величине н-алканов [9]

Тип флюида	Индекс типа	Значения геохимических коэффициентов			
		$K_1$	$K_2$	$K_{1PT}$	$K_{2PT}$
Нефти тяжелые (нафтенные, биодegradированные)	1а	0,5	0,1	0,2	0,3
Нефти средней плотности (нафтенно-метановые)	1б	0,4–1,0	0,8–1,8	0,2–1,0	0,3–1,5
Нефти легкие (конденсатоподобные и тяжелые конденсаты)	1в	0,5–1,3	1,7–2,4	1,0–2,5	2,0–5,0
Конденсаты тяжелые газоконденсатно-нефтяных залежей с большими оторочками	2а	0,6–2,0	2,3–5,0	2,0–7,0	8,5–15,0
Конденсаты легкие газоконденсатно-нефтяных залежей с маломощными оторочками и без оторочек	2б	1,0–5,0	5,0–15,0	4,0–11,0	15,0–22,0
Конденсаты очень легкие газоконденсатных залежей без оторочек	2в	2,0–10,0	15,0	7,0	22,0

#### Примечания:

$K_1$ =н-алканы ( $C_{13}+C_{15}$ )/н-алканы ( $C_{15}+C_{19}$ );

$K_2$ =н-алканы ( $C_{15}+C_{19}$ )/н-алканы ( $C_{19}+C_{23}$ );

$K_{1PT}=K_1 \times P_{пл}(ат.) \times T_{пл}(°C) \times 10^{-3}$ ;

$K_{2PT}=K_2 \times P_{пл}(ат.) \times T_{пл}(°C) \times 10^{-3}$ , где P – пластовое давление; T – пластовая температура.

#### Прогноз фазово-генетических типов скоплений по микроэлементным данным

Основываясь на анализе приуроченности микроэлементов в нефтях к их компонентам (маслам, смолам, асфальтенам), а также к различным нефтяным фракциям (температурная разгонка), было проведено разделение всех микроэлементов, обнаруженных в нефтях, на две группы:

- V, Ni, Co, Cr, Mo, B, Ga, Sb и др. элементы, связанные с тяжелыми асфальтово-смолистыми компонентами;

- Cu, Fe, Pb, I, Br, Au и др. элементы, накапливающиеся в легких масляных и УВ фракциях нефтей [4, 11, 12].

Классификация нефтей по составу микроэлементов и выявленная связь МЭ с определенными компонентами нефтей позволяют считать, что при переходе от тяжелых нефтей к легким и далее, к конденсатам, меняются как содержание микроэлементов (оно значительно снижается), так и их распределение: в конденсатах существенное значение приобретают элементы, концентрирующиеся в легких фракциях.



Факт наличия МЭ в легких фракциях нефтей позволяет привлекать характеристику микроэлементов для сопоставления нефтей и конденсатов в целях выявления их генетических особенностей и практического использования [4, 11, 12]. Изменение содержания микроэлементов в конденсатах зависит от ряда причин. В их числе: концентрации микроэлементов в нефтях, с которыми контактируют конденсатные залежи, доля низкокипящих УВ фракций, термобарические условия залегания газоконденсатов и др. [12, 13].

Определение микроэлементов в конденсатах сопряжено с большими методическими трудностями, поэтому и к настоящему времени банк данных по содержанию МЭ в конденсатах все еще ограничен. Впервые [13] методом нейтронно-активационного анализа было проведено детальное изучение конденсатов и нефтей Туркмении. Несмотря на ничтожно малое содержание асфальтово-смолистых веществ, в конденсатах были найдены те же элементы, что и в нефтях, но в значительно меньших концентрациях. Все исследованные микроэлементы по их содержанию в конденсатах разделены [13] на три группы:

- $(> 5) \times 10^{-5}\%$  – значимые концентрации Fe, Cr, K, Cl, Br, I;
- $(1-5) \times 10^{-5}\%$  – средние концентрации Rb, Cr, Mn, Na, Co, Zn, Cu;

- $(< 1) \times 10^{-5}\%$  – низкие концентрации Hg, Sb, Sc, Cs.

В табл. 4 показано распределение микроэлементов в нефтях и конденсатах Западной Туркмении и Аму-Дарьинской впадины [13]. Отмечено, что в Западной Туркмении, как правило, залежи сконцентрированы в ловушках неантиклинального типа, в сложных ловушках комбинированного строения, ограниченных как тектоническими, так и стратиграфическими экранами [14]. Выявляется достаточно близкая картина распределения микроэлементов в нефтях и конденсатах платформенной части Средней Азии, где преобладают газоконденсатные залежи с небольшими нефтяными оторочками, отчасти выявленные в ловушках структурного типа.

В то же время, несмотря на существование закономерности в характере распределения микроэлементов в нефтях и конденсатах, наблюдаются отличия по соотношению концентраций отдельных пар микроэлементов с близкими химическими свойствами, но с различной атомной массой. Например, в конденсатах Аму-Дарьинской впадины, по сравнению с нефтями, концентрируются I, K, Fe, а в нефтях соответственно Br, Na, Ni, Co [13].

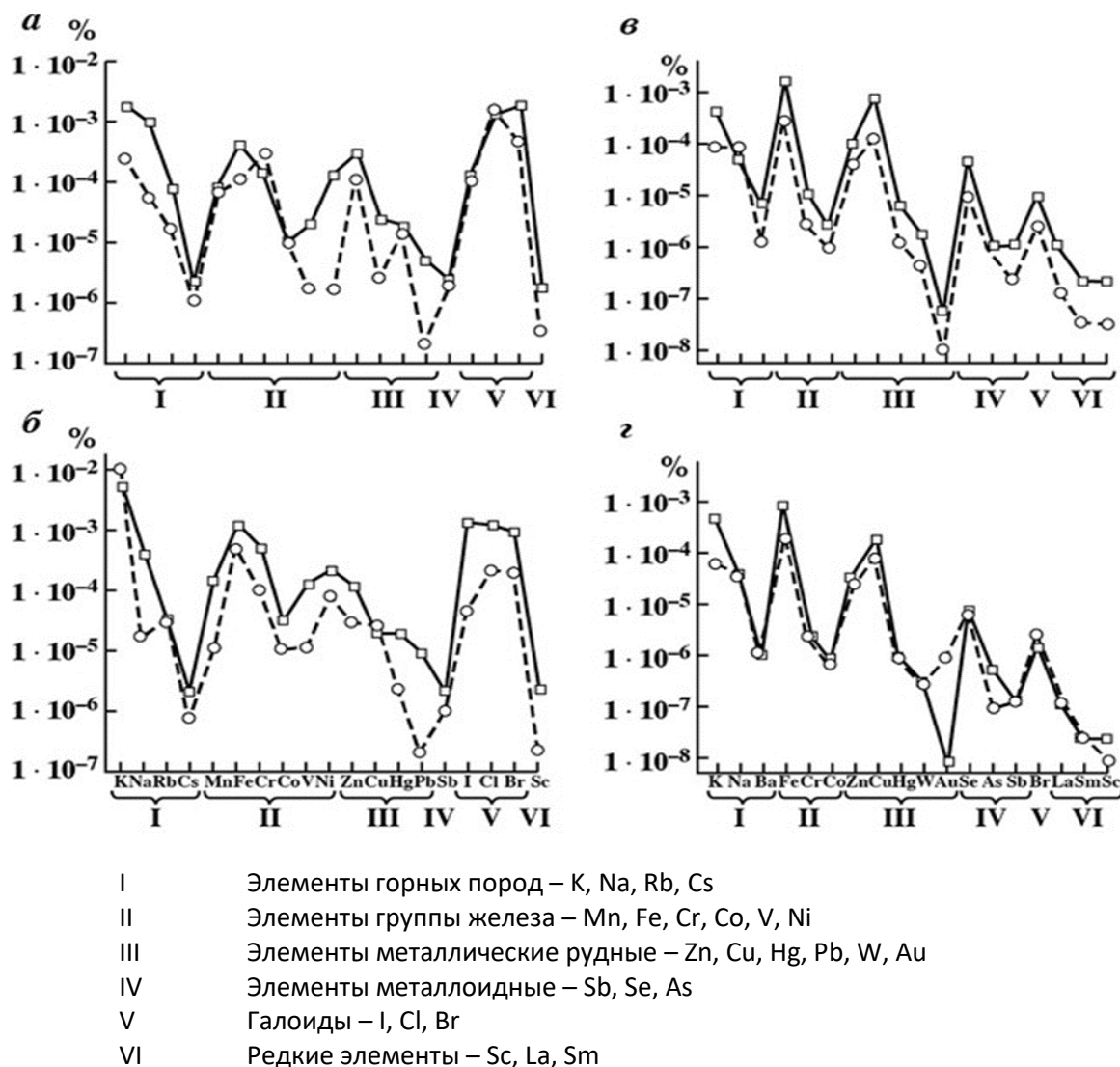
Таблица 4

**Средние соотношения МЭ в конденсатах и нефтях Средней Азии [13]**

Регион	Возраст	флюид	Br/I	K/Na	Fe/Co	Fe/Ni	Ni/Co	U/Ni
Зап. Туркмения	плиоцен, н. красноцвет	конд.	4,7	60	25	11	2,3	0,66
		нефть	0,17	10	50	3,7	192	0,27
Аму-Дарьинская впадина	нижний мел	конд.	0,24	200	185	–	–	–
		нефть	1,9	39	510	–	–	–
	верхняя юра	конд.	5,1	4,9	8,4	50	0,17	1,0
		нефть	18,0	2,6	154	4	56	0,19

Большой спектр микроэлементов, идентифицированных методом нейтронно-активационного анализа в нефтях и конденсатах Западной Туркмении, Амударьинской впадины, а также Северо-

Варьеганского месторождения Западной Сибири, был сгруппирован авторами [12] согласно геохимической классификации А.И. Заварицкого и показан на рис. 1.



**Рис. 1.** Распределение микроэлементов в нефтях (сплошная линия) и конденсатах (пунктир) Амударьинской впадины (а), Западной Туркмении (б) и Западной Сибири (в – палеозой, г – юра) [12]

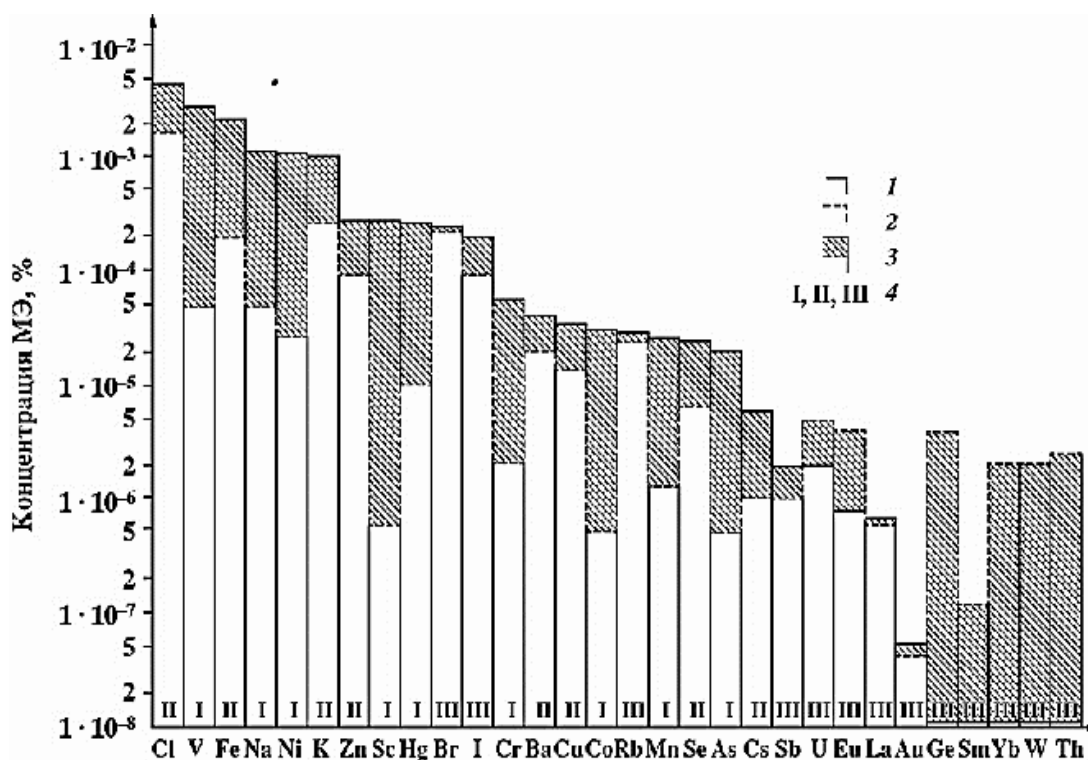
Общее содержание микроэлементов в исследованных УВ флюидах очень низкое. Практически независимо от возраста продуктивных отложений в каждой из выделенных геохимических групп элементов содержание МЭ изменяется от высоких величин до низких, образуя

максимумы – K, Fe–Ni, Cu, Se, I–Br, La и минимумы концентраций – Cs, Co–V, Pb–Au, Sb, Sc, I. Для большинства месторождений отмечается симбатная картина распределения содержаний МЭ (с небольшими отклонениями) в нефтях и конденсатах.

Сравнение состава микроэлементов нефтей и конденсатов Западно-Варьеганского месторождения свидетельствует об их генетическом единстве (сравнивались нефти из отложений юрского возраста и коры выветривания). Известно, что в пределах Западной Туркмении распространены преимущественно вторичные газоконденсатные залежи, образовавшиеся за счет ретроградного испарения в газовую

шапку части бензино-керосиновых фракций нефтей. Это важный аргумент в пользу единства генезиса УВ систем в рассматриваемом регионе [12, 13].

На рис. 2 в обобщенном варианте показано распределение более широкого комплекса МЭ (30 элементов) в нефтях и вторичных газоконденсатных системах Средней Азии, Прикаспия, Новой Зеландии, Западной Сибири и других регионов (по усредненным данным).



Кривые распределения микроэлементов:

- 1 – в нефтях
- 2 – в конденсатах
- 3 – величина разницы в концентрациях
- 4 – группы элементов, в соответствии с характером их распределения в исследуемых нафтидах

**Рис. 2.** Сравнение микроэлементного состава нефтей и конденсатов

Элементы расположены по убыванию их содержания в нефтях, и кривая изменения концентрации микроэлементов в нефтях плавно спускается от максимальных величин содержания МЭ

(Cl, V, Fe и др.) до минимальных (Ge, Sm–Th). В рассматриваемую выборку вошли «ванадиевые» нефти, обогащенные микроэлементами, характеризующиеся отношением  $V / Ni > 1$ .

Исходя из графика, все обнаруженные в нефтях элементы по их соотношению в нефтях и конденсатах разделяем на три группы.

I. Элементы, концентрация которых в нефтях существенно выше (более чем на порядок), чем их концентрация в конденсатах – V, Na, Ni, Sc, Hg, Cr, Co, Mn, As.

II. Элементы, концентрация которых в нефтях менее чем на порядок выше по сравнению с их концентрацией в конденсатах – Cl, Fe, K, Zn, Ba, Cu, Se, Cs.

III. Элементы, концентрация которых в конденсатах выше, чем в нефтях – Sm, Yb, W, Th, Ge, Eu, U, или очень близка – Br, I, Rb, Sb, La, Au.

Первую группу представляют элементы, ассоциированные во флюидах, в основном, с тяжелыми асфальто-смолистыми компонентами. Вторая и третья группы объединяют элементы, которые могут тяготеть к легким компонентам

нефтей. Кроме того, эти данные свидетельствуют о том, что в конденсатах некоторые МЭ накапливаются в более высоких концентрациях по сравнению с нефтью. Последнее обстоятельство связано с различной растворимостью металло-органических соединений в сжатых газах. Увеличение содержания определенных элементов в конденсатах можно связать также с ужесточением термобарических условий, когда под действием давления в газоконденсатную смесь переходят все более тяжелые фракции, а, следовательно, и микро-элементы, содержащиеся в них [4, 12].

Используя выявленные особенности распределения микроэлементных характеристик нефтей и конденсатов (табл. 5), а именно, различия их абсолютных содержаний в этих объектах более чем на порядок (V, Na, Ni, Hg, Sc, Cr, Co, As, Eu), можно проводить разграничение УВ систем при разработке месторождений.

Таблица 5

**Микроэлементные показатели раздельного прогноза углеводородных флюидов  
(усредненные данные по исследованным УВ системам)**

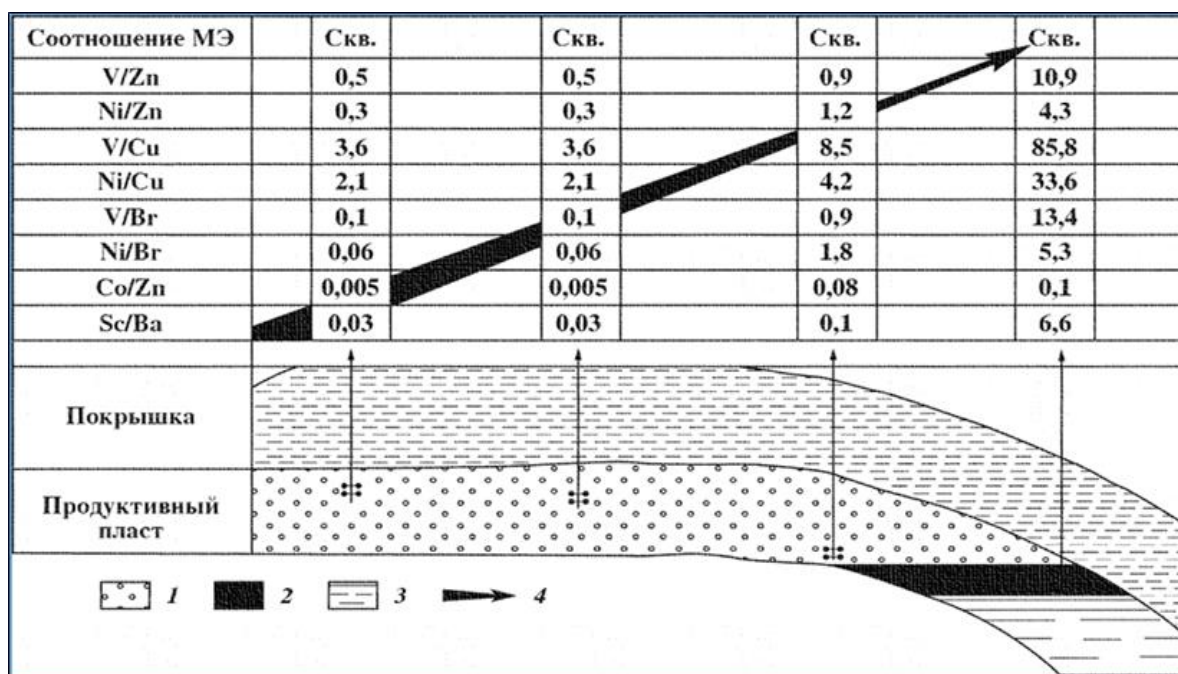
МЭ	Концентрация МЭ, %		Тенденция изменения концентрации МЭ (от нефтей к конденсатам)
	в нефтях	в конденсатах	
V, Ni, Na	$10^{-3}$ – $10^{-2}$	$10^{-5}$ – $10^{-4}$	уменьшение
Hg	$10^{-4}$ – $10^{-3}$	$10^{-6}$ – $10^{-5}$	уменьшение
Sc	$10^{-4}$ – $10^{-3}$	$10^{-7}$ – $10^{-6}$	уменьшение
Cr	$10^{-5}$ – $10^{-4}$	$10^{-6}$ – $10^{-5}$	уменьшение
Co, As	$10^{-5}$ – $10^{-4}$	$10^{-7}$ – $10^{-6}$	уменьшение
Eu	$10^{-7}$ – $10^{-6}$	$10^{-6}$ – $10^{-5}$	увеличение
Ge, Yb, W, Th, Sm	отсутствуют	$10^{-6}$ – $10^{-5}$	увеличение

Установленные показатели, характеризующие преимущественное распределение МЭ как в нефтях, так и в конденсатах, могут быть использованы при разработке газоконденсатнонефтяных залежей. Мониторинг во времени за поведением микроэлементного состава

конденсатов в работающих скважинах может по относительному повышению «тяжелых» элементов (тех, которые связаны с асфальто-смолистыми компонентами) зафиксировать, так называемую, сигнальную зону возможного вторжения к забою нефтяных конусов.

Для этого целесообразно использовать и ряд соотношений, наиболее контрастных по колебанию содержаний элементов. При мониторинге с приближением нефтяного контура величины этих отношений

существенно возрастают. Принципиальная схема изменения состава микроэлементов флюидов при разработке нефтегазоконденсатных месторождений приведена на рис. 3.



1 – газоконденсат, 2 – нефть, 3 – вода, 4 – направление возрастания отношений микроэлементов

**Рис. 3.** Схема моделирования фронта продвижения нефтяной оторочки при мониторинге микроэлементного состава флюидов при разработке газоконденсатнонефтяных месторождений [4, 12]

### Заключение

На основании обобщения имеющегося фактического материала по содержанию микроэлементов в нефтях различного фазового состояния, накапливающихся в неструктурных комбинированных ловушках, выявлены их существенные различия, позволяющие проводить дифференциацию нефтей и газоконденсатных скоплений.

Исходя из характера распределения микроэлементов в нефтях и конденсатах исследованных нефтегазовых бассейнов, предлагается проводить дифференциацию разрабатываемых систем, используя абсолютные концентрации тех элементов, которые в нефтях и

конденсатах различаются более чем на порядок.

Кроме абсолютных содержаний МЭ, диагностическими показателями вторичных газоконденсатных залежей могут служить отношения содержаний МЭ: V/Zn, Ni/Zn, V/Cu, Ni/Cu, V/Br, Ni/Br, Co/Zn, Sc/Ba (в числителе элементы, накапливающиеся в тяжелых компонентах нефтей, а в знаменателе – в легких), которые имеют тенденцию к стабильному снижению от нефтей к конденсатам и могут быть использованы для мониторинга перемещения газонефтяных контуров при разработке газоконденсатных месторождений.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9.*

### Литература

1. Dolson J., He Zh., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subtle trap obvious // Search and Discovery. 2018. Article 60054. [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx\\_dolson.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html) (Дата обращения 23.07.2021).
2. Шустер В.Л. Проблемы выявления неантиклинальных ловушек углеводородов и подходы к их решению // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). С. 12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art12>
3. Юрова М.П., Исоева Г.Ю. Исторические аспекты и современные подходы к прогнозу неструктурных ловушек нефти и газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). С. 7. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art7>
4. Пуланова С.А. Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук. М., 2017. 46 с.
5. Чахмахчев В.А. Геохимические исследования и методы при поисках и разведке нефти и газа: Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. 222 с.
6. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М.: Недра, 1983. 231 с.
7. Петренко В.И., Зиновьев В.В., Зленко В.Я. и др. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 511 с.
8. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа: Учебник для вузов. В 2-х кн. / Под ред. Э.А. Бакирова и В.Ю. Керимова. Кн. 2: Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа. М.: Недра, 2012. 416 с.
9. Чахмахчев В.А., Аксенов А.А., Барс Е.А. и др. Геолого-геохимические методы оценки нефтегазоносности локальных объектов. М.: ИГИРГИ, 1993. 205 с.
10. Логинова М.П., Колотухин А.Т. Прогноз фазового состояния залежей углеводородов на юго-востоке Волго-Уральской провинции // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2016. Т. 16, Вып. 4. С. 248–252. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2016-16-4-248-252>
11. Чахмахчев В.А., Курганская Э.В., Пуланова С.А. Распределение микроэлементов в нефтяных фракциях // Геохимия. 1981. № 2. С. 312–316.
12. Пуланова С.А. Микроэлементы в нафтидах и их использование при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений // Нефтехимия. 2001. Т. 41, № 3. С. 185–193.
13. Курганская Э.В. Геохимические особенности распределения микроэлементов нефтей и конденсатов Туркменистана (в связи с перспективами нефтегазоносности): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1981. 20 с.
14. Старобинец И.С., Курганская Э.В. Микроэлементы в газоконденсатах и их геохимическое значение (на примере газоконденсатных месторождений Средней Азии) // Доклады АН СССР. 1979. Т. 245, № 2. С. 454–457.



## Prediction of the phase state of hydrocarbon deposits in traps of a combined structure

S.A. Punanova\*, A.V. Samoilova

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: \*punanova@mail.ru

**Abstract.** The possibilities of predicting the phase state of hydrocarbon deposits by geochemical methods are considered. The article briefly describes the well-known gas-geochemical and petrochemical forecasting methods, and also proposes to use trace element indicators of fluids for these purposes. Based on the study of the distribution of the trace element composition of oils and condensates in Western Siberia, Turkmenistan, the Caspian Sea region, New Zealand and some other regions, the trace element geochemical indicators of naphthides are recommended for diagnostics of oil and gas condensate systems. The fact of the presence of trace elements in the light fractions of hydrocarbon fluids and the revealed genetic differences between oils and condensates make it possible to use trace element characterization of fluids for practical problems of oil and gas prospecting geology. Since by now hydrocarbon production reserves in anticlinal structures is nearing exhaustion, considerable attention is paid to complex combined traps confined to greater depths and severe thermobaric conditions.

**Keywords:** combined traps, trace elements, field, phase state, hydrocarbons, condensates, indicators.

**Citation:** Punanova S.A., Samoilova A.V. Prediction of the phase state of hydrocarbon deposits in traps of a combined structure // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 2(33). P. 15–27. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art2> (In Russ.).

### References

1. Dolson J., He Zh., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subtle trap obvious // Search and Discovery. 2018. Article 60054. [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx\\_dolson.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html) (Accessed on 23.07.2021).
2. Shuster V.L. The problems of identification of non-anticlinal traps of hydrocarbons and approaches to their solution // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4 (27). P. 12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art12> (In Russ.).
3. Yurova M.P., Isaeva G.Yu. Historical aspects and modern approach to forecasting non-structural petroleum traps // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 3 (26). P. 7. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art7> (In Russ.).
4. Punanova S.A. Trace elements of naphthides in the process of ontogenesis of hydrocarbons in connection with oil and gas content: Synopsis of Doctoral thesis. Moscow, 2017. 46 p. (In Russ.).
5. Chakhmakhchev V.A. Geochemical research and methods for prospecting and exploration of oil and gas: Textbook. Moscow: Gubkin University, 2002. 222 p. (In Russ.).
6. Chakhmakhchev V.A. Geochemistry of the process of migration of hydrocarbon systems. Moscow: Nedra, 1983. 231 p. (In Russ.).

7. *Petrenko V.I., Zinoviev V.V., Zlenko V.Ya.* et al. Geological and geochemical processes in gas condensate fields and underground storage facilities. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. 511 p. (In Russ.).
8. *Bakirov A.A., Bakirov E.A., Gabrielyants G.A.* et al. Theoretical foundations of prospecting and exploration of oil and gas: Textbook for universities. In 2 books / Ed. E.A. Bakirov and V.Yu. Kerimov. Book 2: Technique for prospecting and exploration for oil and gas accumulations. Moscow: Nedra, 2012. 416 p. (In Russ.).
9. *Chakhmakhchev V.A., Aksenov A.A., Bars E.A.* et al. Geological and geochemical methods for assessing the oil and gas content of local objects. Moscow: IGIRGI, 1993. 205 p. (In Russ.).
10. *Loginova M.P., Kolotukhin A.T.* Forecast of the phase state of hydrocarbon deposits in the south-east of the Volga-Ural province // *Izvestiya of Saratov University. New series. Earth Sciences.* 2016. Vol. 16, Iss. 4. P. 248–252. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2016-16-4-248-252> (In Russ.).
11. *Chakhmakhchev V.A., Kurganskaya E.V., Punanova S.A.* Distribution of trace elements in oil fractions // *Geochemistry International.* 1981. Vol. 18, No. 2. P. 171–181.
12. *Punanova S.A.* Trace elements in naphthides and their use in the development of oil and gas-condensate fields // *Petroleum Chemistry.* 2001. Vol. 41, No. 3. P. 166–174.
13. *Kurganskaya E.V.* Geochemical features of the distribution of trace elements of oils and condensates in Turkmenistan (in connection with the prospects of oil and gas content): Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 1981. 20 p. (In Russ.).
14. *Starobinets I.S., Kurganskaya E.V.* Trace elements in gas condensates and their geochemical significance (on the example of gas condensate fields in Central Asia) // *Doklady AN SSSR.* 1979. Vol. 245, No. 2. P. 454–457. (In Russ.).

# Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений

## Часть 1. Выявление причин деформации обсадных колонн

**М.К. Тупысев**

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва  
E-mail: m.tupysev@mail.ru

**Аннотация.** Выполнен анализ работ по выявлению причин деформации обсадных эксплуатационных колонн скважин. Основной причиной деформации колонн является техногенная деформация горных пород пластов дренируемых залежей. Показана потребность учета воздействия техногенных процессов на конструкцию используемых скважин на стадии проектирования разработки нефтегазовых месторождений.

**Ключевые слова:** деформация обсадных колонн, техногенные деформационные процессы, разработка нефтегазовых месторождений.

**Для цитирования:** Тупысев М.К. Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Часть 1. Выявление причин деформации обсадных колонн // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 28–37. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art3>

Проблема деформации обсадных колонн, нарушения их герметичности возникла с самого начала промышленного освоения нефтяных и газовых месторождений с использованием скважин. Обзор методик и технических решений по расчету прочностных характеристик обсадных труб [1] показал, что они разработаны с учетом действующих на колонны:

- радиальных нагрузок за счет гидродинамического давления столба промывочной жидкости и движения пластичных горных пород в разрезе скважины;
- нормальных нагрузок за счет собственного веса колонны и температурных нагрузок;
- избыточных внешнего и внутреннего давлений.

Однако, несмотря на выполнение требований действующих методик по расчету прочностных характеристик обсадных колонн, повышение их прочностных характеристик за счет увеличения толщины стенок труб, проблема сохранения целостности и герметичности обсадных колонн остается.

Анализ обширного промыслового материала о состоянии обсадных колонн эксплуатационных скважин месторождений Северного Кавказа, а также Шебелинского газоконденсатного месторождения (Украина) [1–4], показал, что основными видами нарушения обсадных колонн являются:

- трещины в теле труб,
- разгерметизация резьбовых соединений,
- увеличение диаметра (раздутие),
- продольный изгиб,
- смятие.

Выявленные нарушения обсадных труб отмечены как для интервалов фильтра, так и для участков выше него, в скважинах с обсадными трубами, зацементированными до устья, а также с неполным поднятием цемента в заколонном пространстве (вариант прибашмачного цементирования).

Главный вывод проведенного анализа – основной причиной нарушения целостности обсадных эксплуатационных колонн являются осевые нагрузки, возникающие в них вследствие оседания земной поверхности, вызванного дренированием продуктивных горизонтов нефтегазовых месторождений, поскольку скважины сооружаются преимущественно с опорой обсадных колонн на забой. Необходимость в проведении такого анализа и объяснении причин межколонных газопроявлений при разработке газовых месторождений появилась после публикации данных о значительных осадках земной поверхности над разрабатываемыми нефтегазовыми месторождениями [2, 5, 6].

Также в анализируемых работах сделано заключение о том, что основное оседание и деформация обсадных колонн происходит в начальный период разработки газового месторождения после снижения избыточного (по сравнению с гидростатическим) пластового давления «всплывания газа». Такое избыточное давление создается в залежи после образования нефтегазовых месторождений в первоначально водонасыщенных пластах из-за разности удельных весов воды и углеводородов.

С учетом накопленного опыта и знаний по данному вопросу можно сделать следующие выводы. Как показано в работе [7], повышение пластового давления в залежи не приводит к повышению уровня

земной поверхности над рассматриваемой залежью из-за невозможности превышения действующего горного давления. На основании лабораторных исследований кернового материала [8] выявлено, что наибольшая деформация горных пород (сжатие) зафиксирована в начальный период снижения начального пластового давления, а сжимаемость горных пород является функцией снижения начального пластового давления. Сжатие дренируемых продуктивных пластов разрабатываемых залежей (месторождений) в начальный период происходит за счет деформации материала в межзерновом пространстве коллекторов (терригенных), переуплотнения (пространственного расположения) зерен. Этот эффект принято оценивать коэффициентом сжимаемости пор. Однако, поскольку поры – это пустотное пространство, а сжимаемость пустоты невозможна, то сжимаемость пор логичнее называть *«относительное изменение объема пор»*.

Известно, что сжимаемость самих зерен горных пород на порядок ниже относительного изменения объема пор, поэтому по мере истощения деформационных свойств межзернового материала и переуплотнения самих зерен снижается темп деформационных процессов, а также, как следствие, оседания земной поверхности над разрабатываемым месторождением и роста нормальных осевых нагрузок на обсадные колонны.

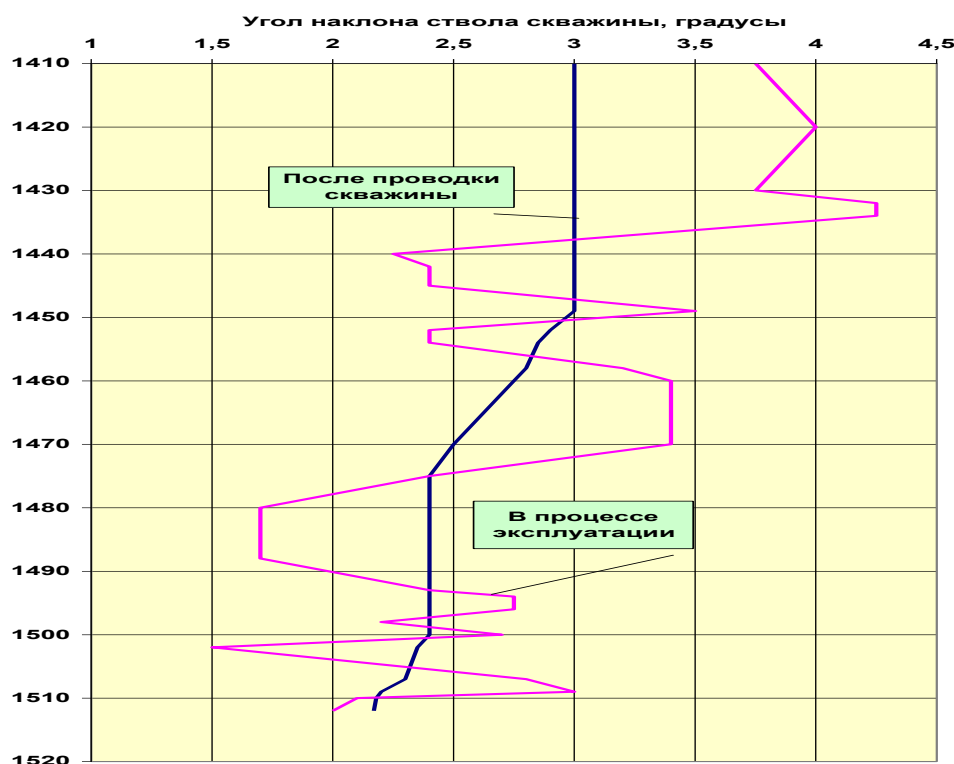
В коллекторах с трещинной пористостью процессы деформации пластов аналогичны – первоначально и с большей интенсивностью происходит деформация материала в межтрещинном пространстве с последующим уменьшением динамики деформации.

Для визуального наблюдения действия осевых нагрузок на колонну обсадных труб были проведены специальные экспериментальные исследования [1, 4]. В экспериментах колонну обсадных труб моделировали образцами из стальных стержней с муфтами и без них. В результате проведенных экспериментов было выявлено, что при небольших осевых нагрузках происходит искривление образцов с касанием кожуха (моделирующего ствол скважины). По мере дальнейшего осевого нагружения образцов происходит увеличение числа волн изгиба колонны и числа касаний ею стенок скважины, колонна закручивается в винтовую линию (по часовой стрелке и против) и в ней возникает крутящий момент (это явление известно из теории цилиндрических пружин).

Эффект появления в колонне труб крутящего момента, выявленного в результате проведенных экспериментов, согласуется с промысловыми данными о работах по ликвидации межколонных

перетоков – до-закручивание обсадных труб эксплуатационных колонн [4]. В случае закручивания колонны по часовой стрелке зафиксированы случаи слома колонны в резьбовых и сварных соединениях [3, 4].

С целью выявления факта искривления колонн обсадных труб при осадке земной поверхности в реальных эксплуатационных скважинах на Шебелинском газоконденсатном месторождении были проведены инклинометрические исследования ствола скважин и сравнение получаемых инклинограмм с первоначальными данными, полученными при сооружении скважин. На момент проведения таких замеров, по оценочным расчетам, величина осадки земной поверхности в центре месторождения составляла 1,8 м [2]. Для примера на рис. 1 представлены результаты таких инклинометрических замеров на скв. № 156, из которых видно, что колонна на некоторых участках искривилась на 1 градус и более.



**Рис. 1.**  
Результаты инклинометрии скв. № 156 Шебелинского месторождения [9]

Наиболее показательные результаты инклинометрических исследований получены в скв. № 471 (рис. 2) в результате определения состояния скважины в 1985 и 1986 гг. (скважина пробурена в 1971 г.). Из представленных результатов видна динамика искривления колонны обсадных

труб в процессе разработки месторождения, причем максимальное искривление колонны происходило в интервалах каверн, т.е. в местах, где ствол скважины имеет наибольший диаметр (на рис. 2 такой интервал – на глубине 1740 м).

Результаты инклинометрии скв. 471 Шебелинского м-ния

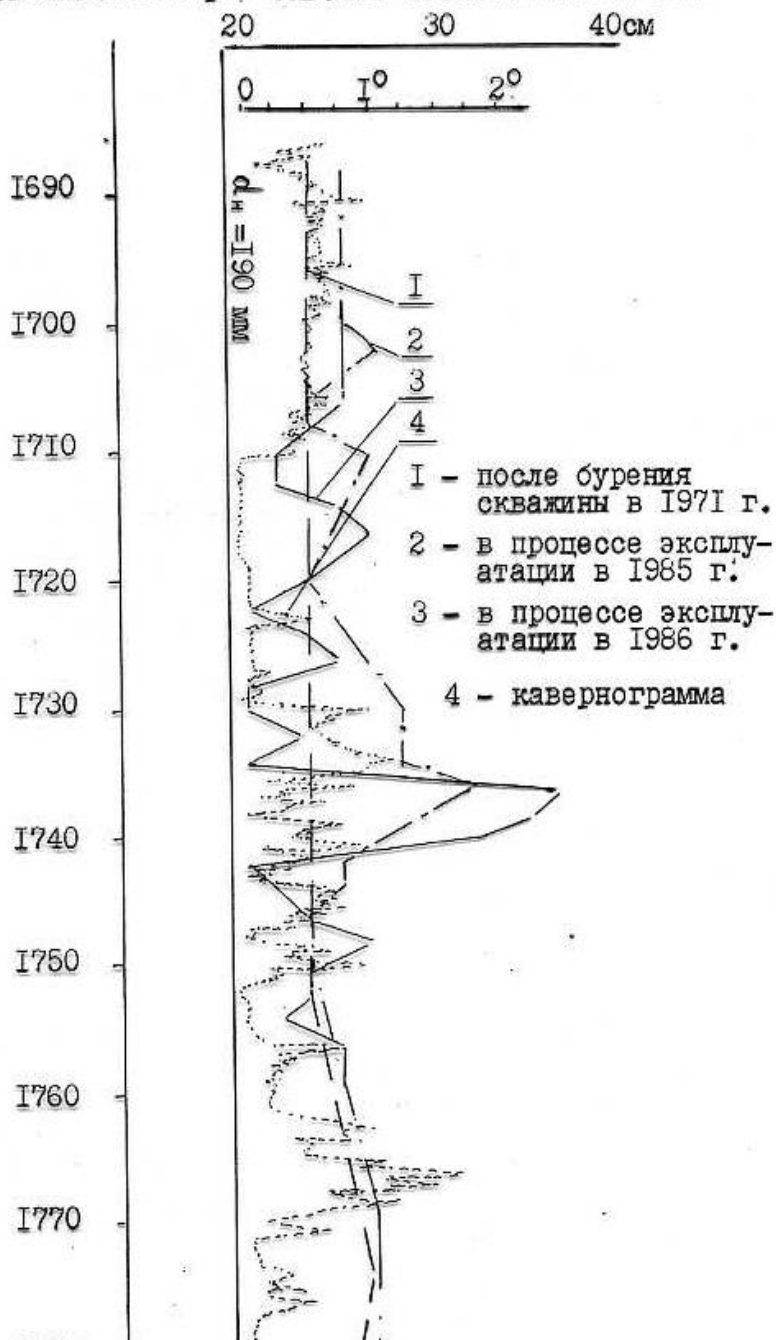


Рис. 2. Результаты инклинометрии скв. № 471 Шебелинского месторождения [9]

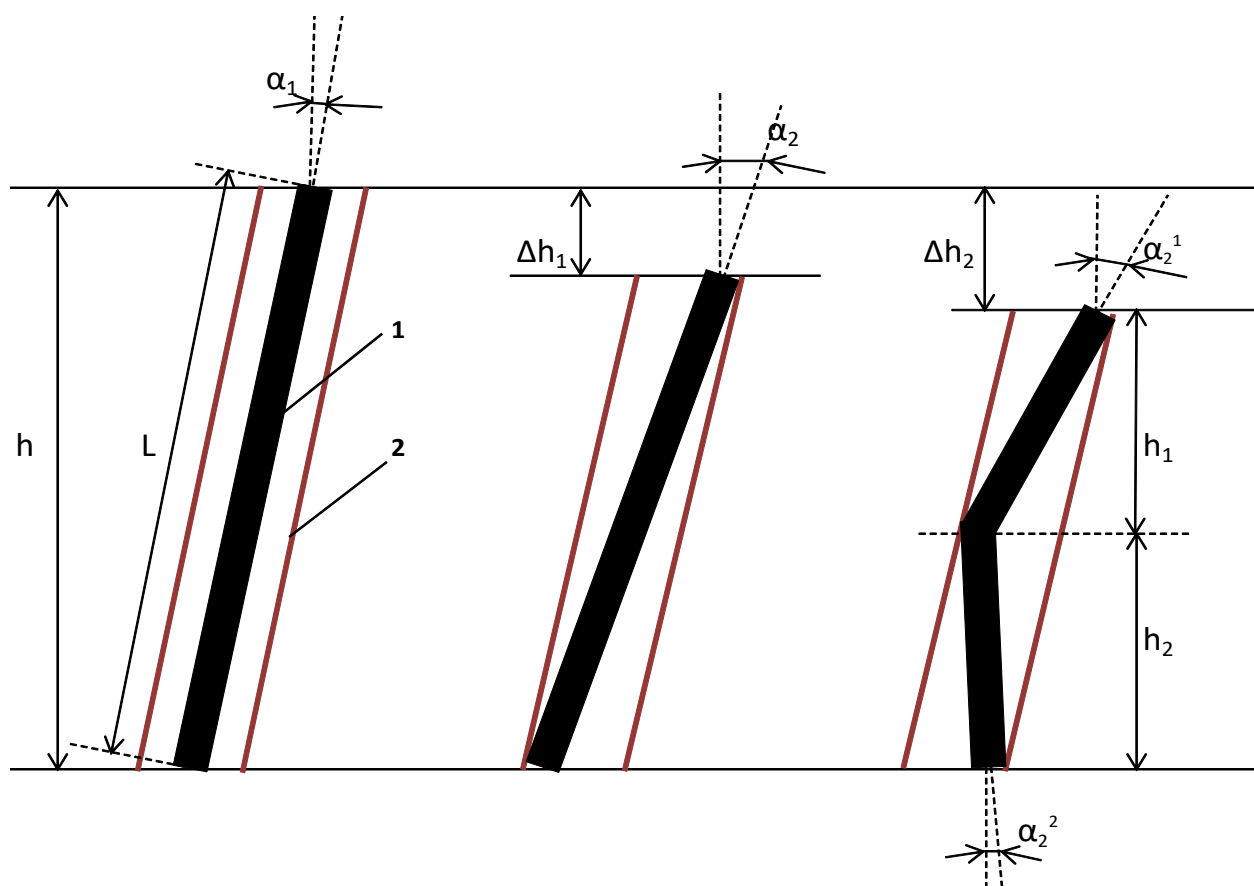


Связь между величиной оседания земной поверхности и изменением угла наклона колонны обсадных труб поясняется схемой деформации колонны на рис. 3. Если всю колонну разделить на участки с одинаковым углом искривления, то величину оседания и длины участков искривленной колонны можно связать следующим уравнением:

$$\Delta H = \sum_{i=1}^n L_i \cos \alpha_i - \sum_{j=1}^n L_j \cos \alpha_j, \quad (1)$$

где  $\Delta H$  – величина оседания земной поверхности;  $L_i, \alpha_i$  – длины участков

обсадной колонны и их углы наклона (результаты инклинометрии) после строительства скважины;  $L_j, \alpha_j$  – длины участков обсадной колонны и их углы наклона (результаты инклинометрии) после оседания земной поверхности. Очевидно, что первая сумма в уравнении является глубиной скважины после ее строительства, а вторая – глубиной скважины после оседания земной поверхности. На данное техническое решение получен патент на изобретение RU 2097550 C1 – «Способ определения осадки земной поверхности» [10].



**Рис. 3.** Схема искривления обсадной колонны в процессе деформации горных пород в разрезе скважины и оседания земной поверхности

Такие результаты промысловых исследований состояния обсадных колонн в процессе разработки нефтегазовых месторождений позволили предложить новые способы ремонта колонны труб в скважине. Для исключения дальнейшего искривления и слома обсадных труб эксплуатационных скважин разрабатываемых месторождений с техногенной деформацией (сжатием) пластов разрабатываемых залежей предложено срезать нижнюю часть обсадных колонн на длину, не менее величины деформации пластов (патент SU 1479614 C1 – «Способ ремонта колонны труб в скважине» [11]), или создавать полость под нижним торцом обсадной эксплуатационной колонны на глубину определяемой деформации (патент RU 2092673 C1 – «Способ ремонта обсадной эксплуатационной колонны труб в скважине» [12]).

На динамику напряжений из-за техногенных процессов по длине обсадной эксплуатационной колонны большое влияние оказывает качество ее цементирования. Если происходит деформация дренируемой залежи, то возникающая нормальная осевая нагрузка в колонне обсадных труб в этом интервале передается на интервал колонны выше кровли залежи, особенно при нарушении цементного камня или некачественном цементировании скважины при ее строительстве. В результате происходит искривление колонны в любом интервале, особенно в интервалах каверн [1–4]. Кроме того, в интервале кровли залежи возникают дополнительные радиальные сжимающие нагрузки в случае вскрытия вертикальными скважинами продуктивных залежей, залегающих под углом. Такие нагрузки возникают по следующим причинам: при техногенном сжатии пластов дренируемой залежи

происходит опускание массива вышележащих горных пород (от покрышки до уровня земной поверхности) совместно с конструкцией скважины; горные породы пластов продуктивной залежи сжимаются преимущественно по нормали их напластования. Поэтому возникает рассогласование движений между деформируемыми горными породами залежи и опускающимися горными породами выше кровли. В итоге колонна испытывает радиальные сжимающие (срезающие) нагрузки. Для исключения таких негативных процессов предложен способ сооружения эксплуатационных скважин со вскрытием залежей с учетом угла залегания их продуктивных пластов, а также угла между осью скважины и нормалью к плоскости залегания (патент SU 1469074 A1 – «Способ проводки эксплуатационных скважин» [13]).

По действующим правилам сооружения скважин (раздел требований к строительству скважин в правилах разработки нефтяных и газовых месторождений [14]) не предусматривается учет влияния техногенных процессов на сооружаемые скважины. Все требования к конструкции скважин относятся к моменту ввода их в эксплуатацию с учетом, преимущественно, термобарических параметров пластового флюида. Развитие каких-либо геодинамических процессов в ходе разработки месторождений не рассматривается.

Таким образом, для обеспечения надежности работы проектируемой скважины необходима предварительная оценка возможных дополнительных нагрузок на обсадные колонны, возникающих в процессе разработки нефтегазовых залежей из-за проявления техногенных деформационных процессов.

При рассмотрении техногенных нагрузок, действующих на обсадные колонны скважин, следует иметь ввиду то, что таким нагрузкам подвержены любые скважины, вскрывающие дренируемые залежи, т.е. кроме эксплуатационных – наблюдательные, законсервированные, ликвидированные.

### Выводы

1. Причиной нарушения целостности обсадных эксплуатационных колонн являются техногенные деформационные

процессы, происходящие при разработке нефтегазовых месторождений.

2. Техногенные нагрузки, действующие на обсадные колонны скважин, необходимо учитывать при проектировании конструкций скважин, используемых для разработки нефтегазовых месторождений.

3. Используемый термин «коэффициент деформации пор» целесообразно заменить на термин, раскрывающий происходящие процессы, – «относительное изменение объема порового пространства».

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований», № АААА-А19-119022090096-5).*

### Литература

1. Савченко В.В., Олексюк В.И., Жиденко Г.Г., Тупысев М.К., Фоменко К.Я. Устойчивость обсадных эксплуатационных колонн. М.: ВНИИЭгазпром, 1988. 35 с.
2. Черский Н.В., Виноградов В.Н., Жиденко Г.Г., Савченко В.В., Тупысев М.К. Влияние осадки горных пород на подземные сооружения при извлечении флюидов из продуктивных пластов // Доклады АН СССР. 1988. Т. 302, № 2. С. 413–416.
3. Черский Н.В., Виноградов В.Н., Савченко В.В., Жиденко Г.Г., Тупысев М.К. и др. Деформация обсадных эксплуатационных скважин месторождений Северного Кавказа. М.: ВНИИЭгазпром, 1989. 44 с.
4. Виноградов В.Н., Савченко В.В., Жиденко Г.Г., Славянский А.А., Тупысев М.К. и др. Причины деформации обсадных колонн эксплуатационных скважин (межколонные газопроявления). М.: ВНИИЭгазпром, 1990. 47 с.
5. Терновой Ю.В., Сергеев В.Н., Гниловской В.Г., Белов К.А., Сафронов И.Н. О деформации земной поверхности на разрабатываемом Северо-Ставропольском месторождении газа // Доклады АН СССР. 1965. Т. 164, № 4. С. 885–888.
6. Петренко В.И., Ильченко Л.И., Канашук В.Ф. О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Гидрогеология и инженерная геология. 1983. № 7. С. 109–115.
7. Тупысев М.К. Проявление техногенных процессов при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 70–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art6>.
8. Кузьмин Ю.О., Жуков В.С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород. М.: Горная книга, 2004. 262 с.

9. *Тупышев М.К.* Техногенные деформационные процессы при разработке газовых месторождений / Обзорная информация. Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». М.: ИРЦ Газпром, 1997. 28 с.

10. *Ремизов В.В., Тупышев М.К., Жиденко Г.Г., Савченко В.В., Гноевых А.Н., Кабанов Н.И.* Пат. RU 2097550 С1. Способ определения осадки земной поверхности. № 96102795; Заявл. 13.02.1996; Оpubл. 27.11.1997 // Изобретения. Полезные модели. 1997. Бюл. № 33. <http://www1.fips.ru>

11. *Савченко В.В., Олексюк В.И., Тупышев М.К., Фоменко К.Я., Авраменко А.Н., Жиденко Г.Г., Славянский А.А., Савченко Н.В.* А.с. SU 1479614 А1. Способ ремонта колонны труб в скважине. № 4237575; Заявл. 29.04.1987; Оpubл. 15.05.1989 // Изобретения. Полезные модели. 1989. Бюл. № 18. <http://www1.fips.ru>

12. *Ремизов В.В., Жиденко Г.Г., Тупышев М.К., Славянский А.А., Басарыгин Ю.М., Савченко В.В.* Пат. RU 2092673 С1. Способ ремонта обсадной эксплуатационной колонны труб в скважине. № 95112656/03; Заявл. 20.07.1995; Оpubл. 10.10.1997 // Изобретения. Полезные модели. 1997. Бюл. № 28. <http://www1.fips.ru>

13. *Тупышев М.К., Жиденко Г.Г., Савченко В.В.* А.с. SU 1469074 А1. Способ проводки эксплуатационных скважин. № 4122532; Заявл. 19.09.1986; Оpubл. 30.03.1989 // Изобретения. Полезные модели. 1989. Бюл. № 9. <http://www1.fips.ru>

14. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. М.: Изд-во стандартов, 2019. 18 с.

# Deformation of casing strings as a result of technogenic deformation processes during oil and gas field development

## Part 1. Identification of the causes of deformation of casing strings

**M.K. Tupysev**

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: [m.tupysev@mail.ru](mailto:m.tupysev@mail.ru)

**Abstract.** The analysis of works on identification of causes of deformation of casing production strings of wells is carried out. The main reason for the deformation of the strings is the technogenic deformation of the rocks of the layers of drained deposits. The need to take into account technogenic processes for the design of used wells at the design stage of oil and gas field development is shown.

**Keywords:** deformation of casing strings, technogenic deformation processes, oil and gas field development.

**Citation:** *Tupysev M.K.* Deformation of casing strings as a result of technogenic deformation processes during oil and gas field development. Part 1. Identification of the causes of deformation of casing strings // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 2(33). P. 28–37. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art3> (In Russ.).

### References

1. *Savchenko V.V., Oleksyuk V.I., Zhidenko G.G., Tupysev M.K., Fomenko K. Ya.* Stability of casing production strings. Moscow: VNIIEgazprom, 1988. 35 p. (In Russ.).
2. *Chersky N.V., Vinogradov V.N., Zhidenko G.G., Savchenko V.V., Tupysev M.K.* Influence of rock sedimentation on underground structures during the extraction of fluids from productive strata // Doklady AN SSSR. 1988. Vol. 302, No. 2. P. 413–416. (In Russ.).
3. *Chersky N.V., Vinogradov V.N., Savchenko V.V., Zhidenko G.G., Tupysev M.K. et al.* Deformation of casing production wells of North Caucasus deposits. Moscow: VNIIEgazprom, 1989. 44 p. (In Russ.).
4. *Vinogradov V.N., Savchenko V.V., Zhidenko G.G., Slavyansky A.A., Tupysev M.K. et al.* Causes of deformation of casing strings of production wells (intercasing gas showings). Moscow: VNIIEgazprom, 1990. 47 p. (In Russ.).
5. *Ternovoy Yu.V., Sergeev V.N., Gnilovskoy V.G., Belov K.A., Safronov I.N.* On the deformation of the Earth's surface at the North Stavropol gas field under development // Doklady AN SSSR. 1965. Vol. 164, No. 4. P. 885–888. (In Russ.).
6. *Petrenko V.I., Ilchenko L.I., Kanashuk V.F.* On the mechanism of drawdown of the Earth's surface in the extraction of liquid and gaseous minerals // Hydrogeology and Engineering Geology. 1983. No. 7. P. 109–115. (In Russ.).
7. *Tupysev M.K.* Man-made processes during the creation and operation of underground gas storage facilities // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 70–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art6> (In Russ.).

8. *Kuzmin Yu.O., Zhukov V.S.* Modern geodynamics and variations of physical properties of rocks. Moscow: Gornaya Kniga, 2004. 262 p. (In Russ.).
9. *Tupysev M.K.* Technogenic deformation processes during gas field development / Survey data. Series "Development and exploitation of gas and gas condensate fields". Moscow: IRC Gazprom, 1997. 28 p. (In Russ.).
10. *Remizov V.V., Tupysev M.K., Zhidenko G.G., Savchenko V.V., Gnoevykh A.N., Kabanov N.I.* Pat. RU 2097550 C1. Method of determining ground settlement. No. 96102795; Declared 13.02.1996; Publ. 27.11.1997 // Inventions. Useful models. 1997. Bull. No. 33. <http://www1.fips.ru>
11. *Savchenko V.V., Oleksjuk V.I., Tupysev M.K., Fomenko K.Ja., Avramenko A.N., Zhidenko G.G., Slavyanskij A.A., Savchenko N.V.* A.c. SU 1479614 A1. Method for repair of drill-pipe columns. No. 4237575; Declared 29.04.1987; Published 15.05.1989 // Inventions. Useful models. 1989. Bull. No.18. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
12. *Remizov V.V., Zhidenko G.G., Tupysev M.K., Slavyanskij A.A., Basarygin Ju.M., Savchenko V.V.* Pat. RU 2092673 C1. Method for repair of production casing string in well. No. 95112656/03; Declared 20.07.1995; Publ. 10.10.1997 // Inventions. Useful models. 1991. Bull. No. 28. <http://www1.fips.ru>
13. *Tupysev M.K., Zhidenko G.G., Savchenko V.V.* A.c. SU 1469074 A1. Method for drilling of production wells. No. 4122532; Declared 19.09.1986; Publ. 30.03.1989 // Inventions. Useful models. 1989. Bull. No. 9. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
14. GOST R 53713-2009. Oil and gas-oil fields. Development rules. Moscow: Standards Publishing House, 2019. 18 p. (In Russ.).

## Технология установки подводного массивного резервуара на морское дно

Ч.С. Гусейнов<sup>1,2\*</sup>, В.А. Земляновский<sup>1\*\*</sup>

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: \*guseinov2@yandex.ru, \*\*vadim200007@mail.ru

**Аннотация.** В данной работе предпринята попытка определить закон движения резервуара как крупного объемного массивного сооружения при погружении в сопротивляющуюся жидкую среду. Авторами предложены две методики его определения. Построены графики зависимости координаты, скорости, ускорения резервуара от времени. Определена зависимость времени и скорости спуска массивного хранилища от объема закачанной воды, при этом определен диапазон оптимального объема воды, закачиваемой внутрь резервуара, с целью его мягкой посадки.

**Ключевые слова:** погружение резервуара, закон движения, подводный резервуар, сопротивляющаяся жидкая среда.

**Для цитирования:** Гусейнов Ч.С., Земляновский В.А. Технология установки подводного массивного резервуара на морское дно // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 38–51. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art4>

### Введение

Погружение и установка на морском дне крупных резервуаров-хранилищ – это один из самых трудоемких этапов при работах на шельфе.

Преимуществом расположения емкости на дне, в сравнении с надводными сооружениями, является отсутствие воздействия льда и нахождение резервуара в неизменных, достаточно комфортных, температурных условиях. Ранее эти обстоятельства уже рассматривались более подробно и доказательно [1–3].

Перемещение резервуара осложняется воздействием динамических нагрузок – волн, подводных течений и силы сопротивления воды, которые создают дополнительные сложности при погружении и установке емкости в проектное положение,

а большие скорости при неконтролируемом спуске могут привести к разрушению конструкции.

В процессе погружения тела в воду на него действует сила трения со стороны внешней среды.

Взаимодействие происходит только с непосредственно соприкасающимся с резервуаром слоем, который принято называть пограничным.

### Первая методика

Первая методика определения закона движения резервуара при погружении в сопротивляющуюся жидкую среду основывается на принятии силы сопротивления  $\vec{F}_{\text{тр}}$  среды прямо пропорциональной скорости тела  $\vec{v}$ :

$$\vec{F}_{\text{тр}} = -k\vec{v} = -\eta S\vec{v},$$

где:

$k$  – коэффициент сопротивления среды,

$\text{Па}\cdot\text{с}\cdot\text{м}^2$ ;

$\eta$  – вязкость среды,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;

$S$  – площадь поверхности, соприкасающейся с водой,  $\text{м}^2$ .

Согласно второму закону Ньютона, изменение импульса тела равно сумме сил, действующих на тело [4, 5]:

$$m \frac{d\vec{v}}{dt} = m\vec{g} + \vec{F}_A + \vec{F}_{\text{тр}} = m\vec{g} - V_T \cdot \rho_B \cdot \vec{g} - \eta \pi R^2 \vec{v}.$$

Движение тела является одномерным, поэтому ось координат  $OY$  направим по направлению движения (т.е. вертикально вниз) и совместим начало координат с положением тела в начальный момент времени (рис. 1).

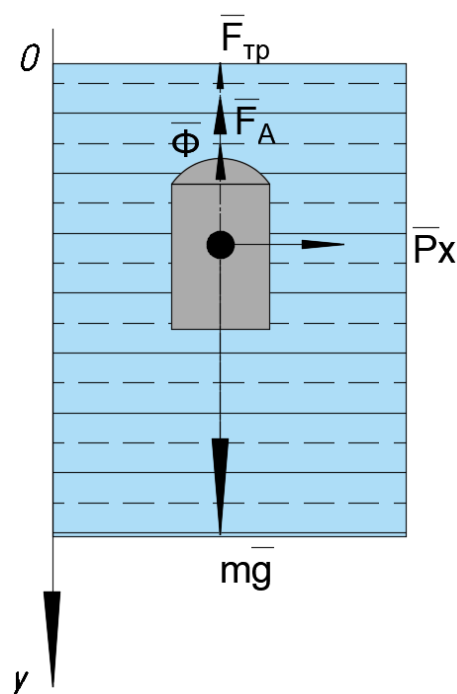


Рис. 1. Силы, приложенные к телу

Рассмотрим плавное погружение без начальной скорости тела резервуара. На тело действуют следующие силы:

– сила тяжести  $m\vec{g}$ ,

– сила Архимеда  $\vec{F}_A = -V_T \cdot \rho_B \cdot \vec{g}$ ,

– сила сопротивления среды  $\vec{F}_{\text{тр}} = -\eta \pi R^2 \vec{v}$ ,

– сила инерции массы погружающегося тела  $\vec{\Phi} = -m\vec{a}$ .

Тогда, в проекции на ось  $OY$ , второй закон Ньютона примет вид:

$$m \frac{dv}{dt} = mg - V_T \cdot \rho_B \cdot g - \eta \pi R^2 v.$$

Объем резервуара:

$$V_T = V_{\text{шарового сегмента}} + V_{\text{цилиндра}};$$

$$V_{\text{цилиндра}} = \pi R^2 H;$$

$$R_{\text{сф}} = \frac{R^2 + h^2}{2h};$$

$$V_{\text{шарового сегмента}} = \pi h^2 \left( \frac{R^2 + h^2}{2h} - \frac{h}{3} \right);$$

$$V_T = \pi R^2 H + \pi h^2 \left( \frac{3R^2 + h^2}{6h} \right).$$

Вышеизложенные обозначения отображены на рис. 2.



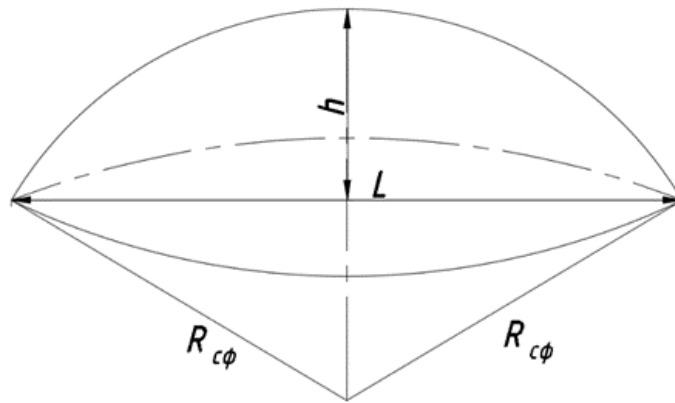


Рис. 2. Схема крыши резервуара

Приведем уравнение к следующему виду:

$$\frac{dv}{dt} = g - V_T \cdot \frac{\rho_B}{\rho_T} \cdot g - \frac{\eta \pi R^2 v}{V_T \cdot \rho_T};$$

$$\frac{dv}{dt} = \left(1 - \frac{\rho_B}{\rho_T}\right) \cdot g - \frac{\eta \pi R^2}{\left[\pi R^2 H + \pi h^2 \left(\frac{3R^2 + h^2}{6h}\right)\right] \cdot \rho_T} v.$$

Помножив уравнение на

$$-\frac{\left[R^2 H + h^2 \left(\frac{3R^2 + h^2}{6h}\right)\right] \cdot \rho_T}{\eta R^2},$$

получим:

$$-\frac{\left[R^2 H + h^2 \left(\frac{3R^2 + h^2}{6h}\right)\right] \cdot \rho_T}{\eta R^2} \frac{dv}{dt} = v - \frac{\left[R^2 H + h^2 \left(\frac{3R^2 + h^2}{6h}\right)\right] \cdot \rho_T}{\eta R^2} \left(1 - \frac{\rho_B}{\rho_T}\right) \cdot g.$$

Совершим замену переменных:

$$u = v - \frac{\left[R^2 H + h^2 \left(\frac{3R^2 + h^2}{6h}\right)\right] \cdot \rho_T}{\eta R^2} \left(1 - \frac{\rho_B}{\rho_T}\right) \cdot g$$

и введем обозначения:

$$\tau = \frac{\left[R^2 H + h^2 \left(\frac{3R^2 + h^2}{6h}\right)\right] \cdot \rho_T}{\eta R^2}; \quad U = \left(1 - \frac{\rho_B}{\rho_T}\right) \cdot g \cdot \tau.$$

Следовательно:

$$u(t) = v(t) - U; \quad (1)$$

$$du = dv.$$

Дифференциальное уравнение примет вид:

$$-\tau \cdot \frac{dv}{dt} = u;$$

$$\int_0^t \frac{du}{u} = - \int_0^t \frac{dt}{\tau}.$$

Проинтегрировав, получим:

$$\ln \frac{u(t)}{u(0)} = -\frac{t}{\tau};$$

$$u(t) = u(0)e^{-t/\tau}.$$

Учитывая (1),

$$u(0) = v(0) - U$$

и получим:

$$u(t) = (v(0) - U)e^{-t/\tau};$$

$$v(t) - U = (v(0) - U)e^{-t/\tau}.$$

Примем начальные условия:

$$v(0) = 0; \quad y(0) = 0.$$

Тогда:

$$v(t) = U \left(1 - e^{-t/\tau}\right).$$

Чтобы найти зависимость координаты тела от времени, проинтегрируем полученное выражение *по времени*, учитывая при этом, что начальные условия авторами ранее уже были приняты равными нулю:

$$\int_0^t v(t) dt = U \int_0^t (1 - e^{-t/\tau}) dt;$$

$$x(t) = Ut - U\tau (1 - e^{-t/\tau}).$$

Продифференцировав зависимость скорости от времени, получим зависимость ускорения от времени:

$$a(t) = \frac{U}{\tau} e^{-t/\tau},$$

где:

$\tau$  – время установки резервуара на морское дно;

$U$  – предельная скорость, с которой можно опускать резервуар в данной среде.

Если период установления достаточно мал, то, спустя какое-то время, тело начнет двигаться в жидкости с постоянной скоростью, то есть равномерно.

Для построения графиков зависимости характеристик движения тела от времени необходимо найти  $\tau$  и  $U$ .

Поэтому нужно определить массо-габаритные характеристики хранилища.

### Определение массогабаритных характеристик подводного резервуара

Ориентируясь на равную 172,6 тыс. м<sup>3</sup> [6] вместимость грузовых танков ледового класса Arc 7, предназначенных для перевозки сжиженного природного газа (СПГ) в регионах с суровыми климатическими условиями, назначим дедвейт подводного хранилища близким к 60 000 м<sup>3</sup>. Таким малым дедвейтом авторы вынуждены ограничиться в связи с небольшими глубинами. Общий вид резервуара отображен на рис. 3.

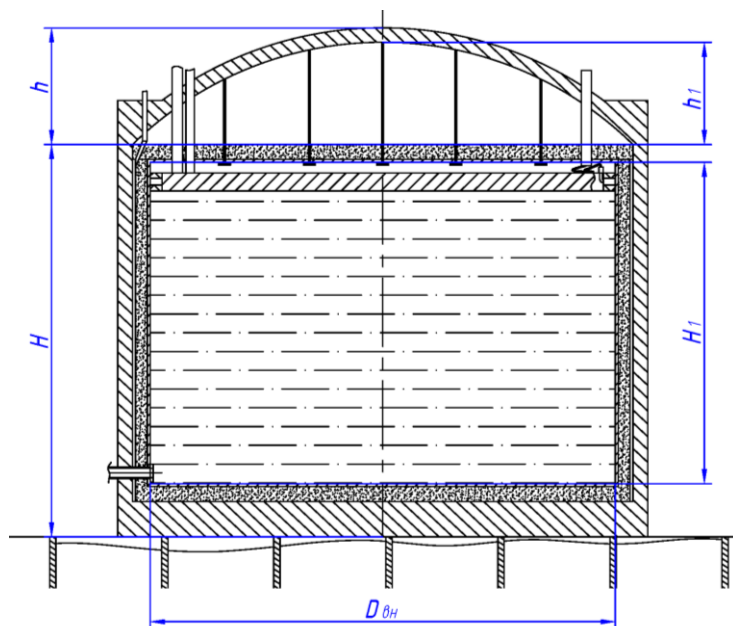


Рис. 3. Общий вид исследуемого подводного резервуара

Будем использовать следующие исходные данные [7]:

$$R_{\text{вн}} = 26 \text{ м};$$

$$H_I = 28 \text{ м};$$

$$h_I = 3 \text{ м};$$

$$\text{Глубина воды} = 100 \text{ м}.$$

Для определения плотности всего резервуара вычислим его объем:

$$\rho_T = \frac{M}{V_{\text{РЕЗ}}},$$

где:

$M$  – масса резервуара, кг;

$V_{\text{РЕЗ}}$  – объем резервуара,  $\text{м}^3$ .

$$V_{\text{РЕЗ}} = V_p + V_{\text{Конструкции}};$$

$$V_{\text{Конструкции}} = S_{12 \times 18 \text{ Н10Т}} \cdot \delta_{12 \times 18 \text{ Н10Т}} + S_{\text{К-FLEX ST}} \cdot \delta_{\text{ИЗ}} + S_{\text{Полиур.пена}} \cdot \delta_{\text{Пена}} + S_{\text{ЖБ}} \cdot \delta_{\text{ЖБ}} + S_{\text{Ст}} \cdot \delta_{\text{Ст}} \approx 7132 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{РЕЗ}} = 59462 + 7132 = 66594 \text{ м}^3;$$

$$\rho_T = \frac{M}{V_{\text{РЕЗ}}} = \frac{73190 \cdot 10^3}{66594} = 1099 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Динамическая вязкость воды при  $t = 0^\circ \text{C}$ :

$$\eta = \frac{1}{562 + 17t + 0,2t^2 - 0,00093t^3 + 0,00000016t^4} = 0,00178 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$\tau = \frac{\left[ R^2 H + h^2 \left( \frac{3R^2 + h^2}{6h} \right) \right] \cdot \rho_T}{\eta R^2} = 1,9 \cdot 10^7 \text{ с};$$

$$U = \left( 1 - \frac{\rho_B}{\rho_T} \right) \cdot g \cdot \tau = 1,68 \cdot 10^8 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

На основе полученного закона построим графики зависимости координаты, скорости и ускорения

резервуара от времени, исходя из зависимостей, полученных по первому методу (рис. 4–6).

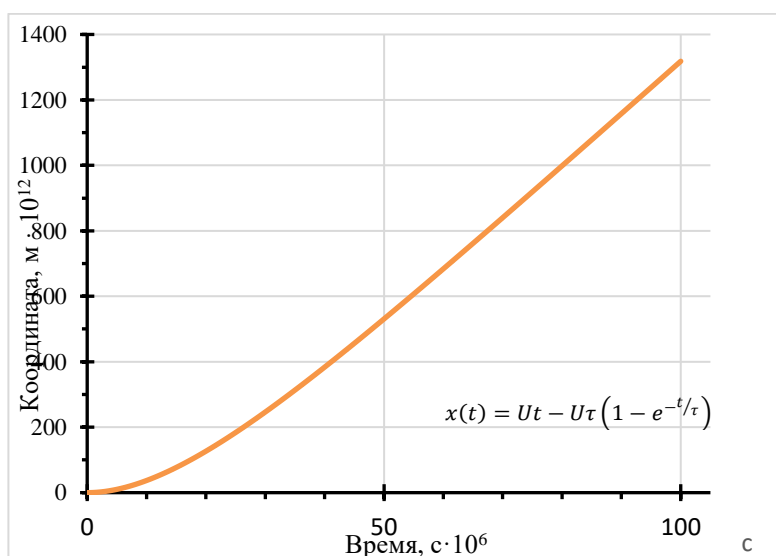


Рис. 4. График зависимости координаты погружения резервуара от времени

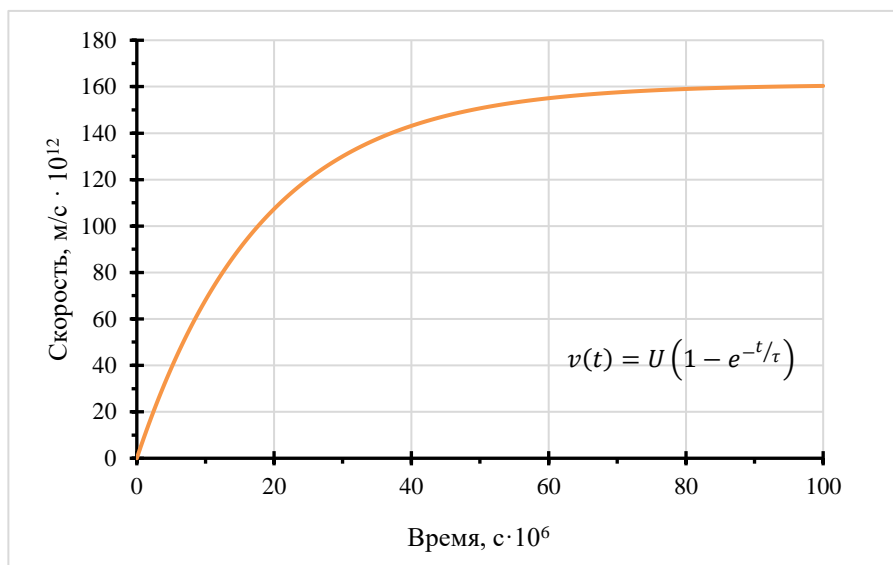


Рис. 5. График зависимости скорости погружения резервуара от времени

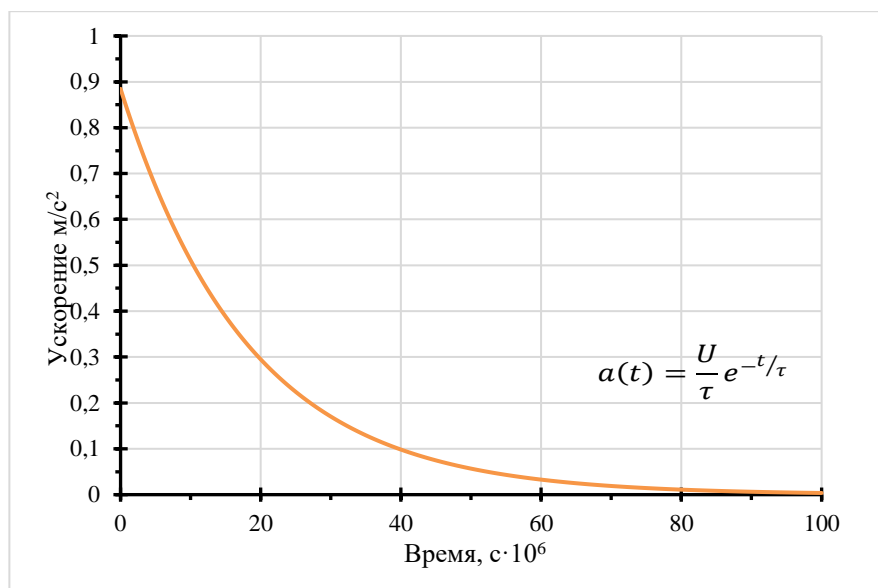


Рис. 6. График зависимости ускорения погружения резервуара от скорости

### Вторая методика

Принципиальное отличие второй методики определения закона погружения резервуара заключается в следующем: если погружение резервуара

происходит с большой скоростью, то для такого случая авторы предлагают силу трения принимать пропорциональной квадрату скорости погружения резервуара по следующей формуле:

$$\vec{F}_{\text{тр}} = -c_y \cdot S \cdot \rho_B \cdot \frac{\vec{v}^2}{2},$$

где:

$c_y$  – коэффициент сопротивления при обтекании равномерным установившимся потоком, зависящим от скорости потока, формы обтекаемого тела и состояния его поверхности;

$\rho_B$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>.

В проекции на ось ОУ второй закон Ньютона примет вид:

$$m \frac{dv}{dt} = mg - V_T \cdot \rho_B \cdot g - c_y \cdot S \cdot \rho_B \cdot \frac{v^2}{2}.$$

Действуя по алгоритму, описанному для первой методики расчета погружения резервуара, получим:

$$x(t) = Ut - \frac{U\tau}{2} (1 - e^{-2t/\tau});$$

$$v(t) = U (1 - e^{-2t/\tau});$$

$$a(t) = \frac{2 \cdot U}{\tau} e^{-2t/\tau}.$$

Переменные:

$$\tau = \frac{\left[ R^2 H + h^2 \left( \frac{3R^2 + h^2}{6h} \right) \right] \cdot 2\rho_T}{c_y \rho_B R^2};$$

$$U = \left( 1 - \frac{\rho_B}{\rho_T} \right) \cdot g \cdot \tau.$$

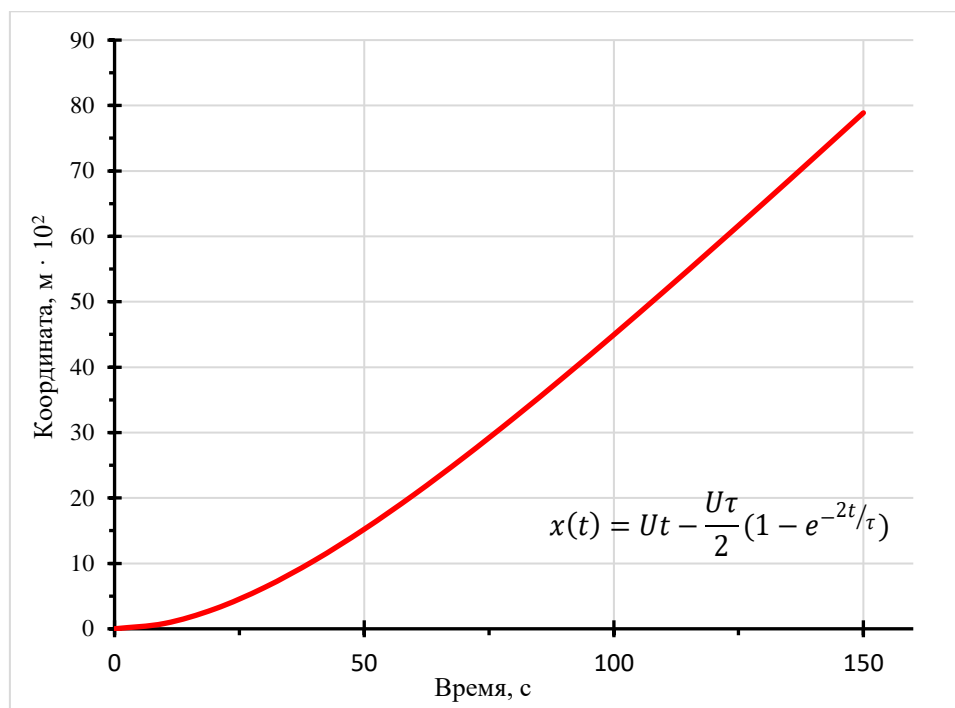
Рассчитаем:

$$\tau = \frac{\left[ R^2 H + h^2 \left( \frac{3R^2 + h^2}{6h} \right) \right] \cdot 2\rho_T}{c_y \rho_B R^2} = 80,7 \text{ с};$$

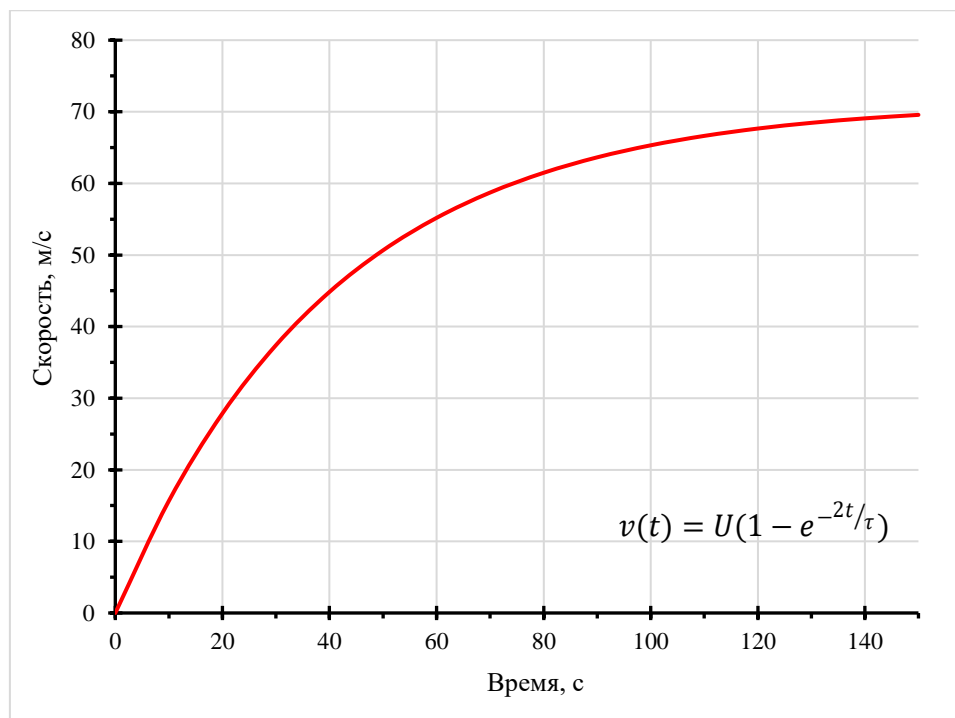
$$U = \left( 1 - \frac{\rho_B}{\rho_T} \right) \cdot g \cdot \tau = 71,3 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Аналогично использованию первой методики, на основе полученного закона построим графики зависимости координаты, скорости

и ускорения резервуара от времени, исходя из зависимостей, полученных по второму методу (рис. 7–9).



**Рис. 7.** График зависимости координаты погружения резервуара от времени



**Рис. 8.** График зависимости скорости погружения резервуара от времени

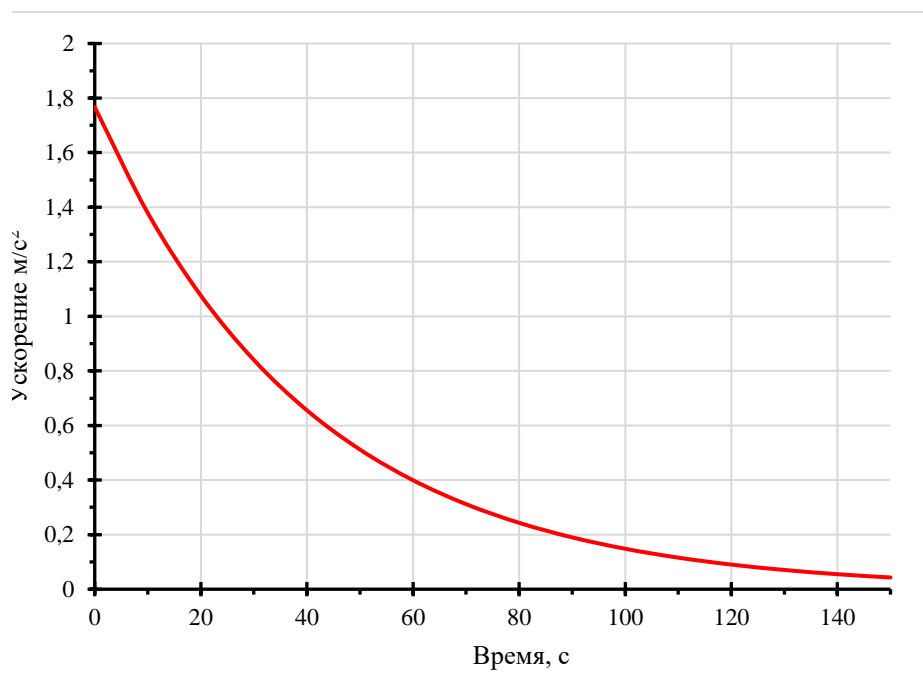


Рис. 9. График зависимости ускорения погружения резервуара от скорости

Из графиков зависимости ускорения от времени (см. рис. 6, 9) видно, что ускорение стремится к нулю. Сила сопротивления постепенно растет и в некоторый момент времени компенсирует силу тяжести, погружение из ускоренного превратится в равномерное.

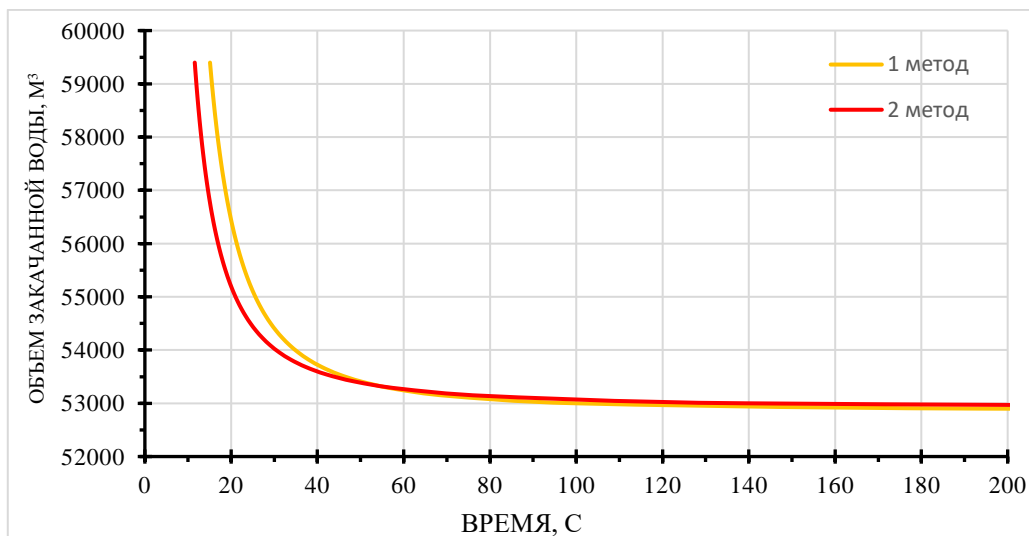
Анализ графиков на рисунках 4 и 7 показывает, что резервуар, полностью заполненный водой, погрузится на глубину 100 м за 12–15 секунд. Для сравнения, мировой рекорд по погружению в воду на глубину 113 метров (без груза) и всплытие на поверхность А. Молчанов установил за 4 мин. 5 сек [8]. А средняя скорость, с которой резервуар погружается, равна 6–8 м/с; и, если не предпринять никаких действий, резервуар разобьется о дно.

Для торможения резервуара авторами эксперимента предлагается использовать пустые балластные емкости соответствующего объема с последующим

их «отстегиванием» от самого резервуара, или погружение хранилища с помощью мощных лебедок, которые фиксируются на двух расположенных противоположно друг другу баржах большого тоннажа. Стоит отметить, что площадь морского дна под установку резервуара должна быть предварительно выровнена подводными бульдозерами.

Существует еще один вариант управления скоростью спуска. Он заключается в заполнении резервуара оптимальным объемом воды. Объем хранилища остается постоянным, а масса изменяется. Следовательно, сила Архимеда остается неизменной, а сила тяжести в зависимости от количества воды, налитой внутрь резервуара, увеличивается либо уменьшается. Для наглядного представления были построены кривые зависимости времени погружения на глубину 100 м (рис. 10) и средней скорости (рис. 11) от объема закачанной воды в резервуар.



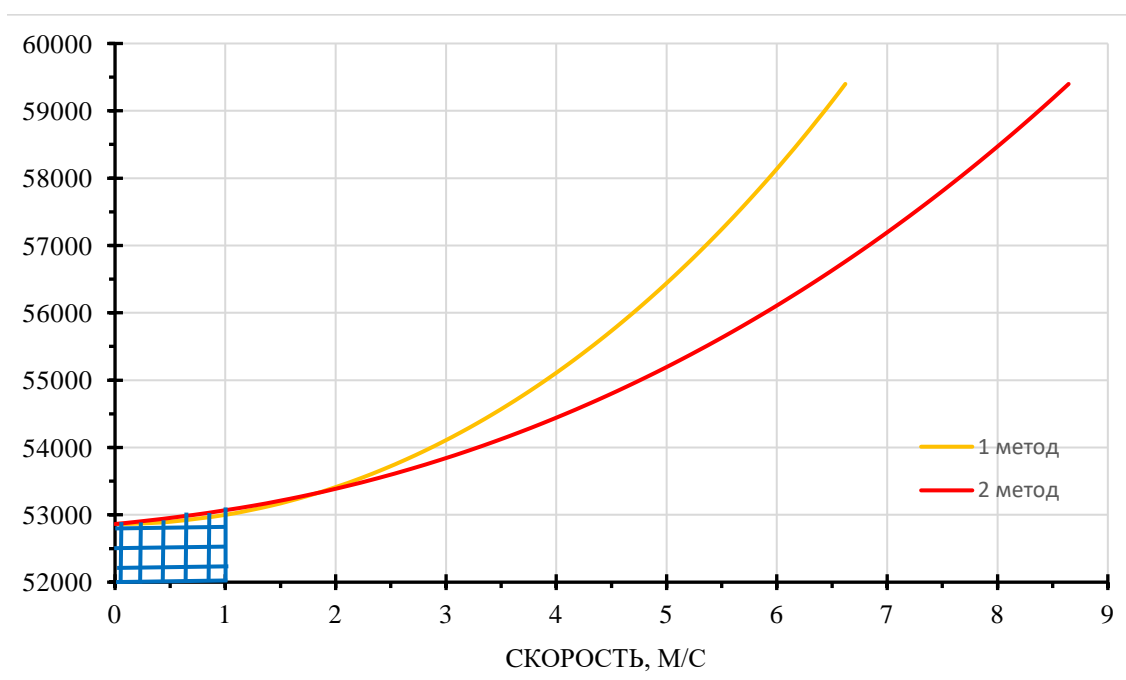


**Рис. 10.** График зависимости времени погружения резервуара от объема закачанной морской воды

Анализ графиков (см. рис. 10, 11) показал, что для погружения резервуара со средней скоростью менее 1 м/с необходимо закачивать в резервуар перед спуском около 53 000 м³ воды.

График на рис. 10 представляет собой степенную функцию ( $y=x^a$ , где  $a$  – целое,  $a < 0$ ) и показывает, что

с увеличением объема воды внутри резервуара его масса возрастает и, как следствие, сила тяжести становится настолько большой, что силы сопротивления воды и Архимеда не могут компенсировать ее, это приводит к росту ускорения, увеличению скоростей спуска и является нежелательным эффектом.



**Рис. 11.** Выбор оптимального диапазона объема воды для погружения резервуара

Снижение водной массы способствует уменьшению силы тяжести и снижению скорости погружения резервуара. На рис. 11 отмечен оптимальный диапазон объема воды для поддержания средней скорости погружения не выше 1 м/с.

### **Заключение**

В данной работе авторами были предложены две методики определения закона движения резервуара при погружении в воду.

Теперь на этапе проектирования возможно не только установить время погружения резервуара под воду, рассчитать скорости и ускорения в каждый момент времени, но и определить характер погружения резервуара, диапазон объема закачиваемой воды в хранилище для поддержания оптимальной скорости спуска, при которой резервуар с высокой степенью

надежности спустится на дно в невредимом состоянии.

Также были определены два способа погружения резервуара.

Первый вариант: резервуар полностью заполняется водой, и используются балластные емкости или мощные лебедки, установленные на баржах.

Второй вариант: рассчитывается безопасная скорость и время спуска, в соответствии с этим расчетом по графику выбирается объем воды, который нужно закачать в резервуар.

Работа в данном направлении, несомненно, будет иметь продолжение. Планируется проведение эксперимента с использованием метода конечных элементов в программных комплексах ANSYS, ABAQUS. В настоящее время ведутся работы по патентованию подводного резервуара СПГ, предложенного авторами.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Исследование термодинамических свойств углеводородных смесей, моделирование гидротермодинамических, физико-химических и геомеханических процессов в геосредах с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа», № АААА-А19-119030690057-5).*

### **Литература:**

1. Гусейнов Ч.С. Освоение углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана – ближайшая и неотложная перспектива // Бурение и нефть. 2012. № 1. С. 20–23.
2. Гусейнов Ч.С., Надеин В.А. Зонирование длительно замерзающих арктических акваторий по глубинам с целью освоения открываемых нефтегазовых месторождений существующими и новыми предлагаемым техническими средствами и технологиями // Бурение и нефть. 2017. № 4. С. 10–17.
3. Хазеев В.Б., Гусейнов Ч.С. Оценка внешних воздействий на погружные и подводные морские нефтегазовые сооружения в условиях Арктического шельфа // Бурение и нефть. 2018. № 3. С. 24–27.
4. Ревинская О.Г., Кравченко Н.С. Движение тела в вязкой среде. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. 22 с.
5. Яблонский А.А. Курс теоретической механики. Часть II. Динамика. М.: Высшая школа, 1971. 488 с.

6. *Савосин Д.* Для Арктик СПГ-2. ССК Звезда начал строительство 2-го танкера-газовоза СПГ класса Arc 7 // Neftegaz.Ru. 2021. 19 января. <https://neftegaz.ru/news/Suda-i-sudostroenie/659890-dlya-arktik-spg-2-ssk-zvezda-nachal-stroitelstvo-2-go-tankera-gazovoza-spg-klassa-arc-7/> (Дата обращения 16.04.2021).

7. *Гусейнов Ч.С., Земляновский В.А.* Расчет прочности и теплоизоляции подводного резервуара СПГ // Бурение и нефть. 2021. № 6. С. 42–46.

8. Freediving – constant weight with bi-fins (male). <https://www.guinnessworldrecords.com/world-records/609151-freediving---constant-weight-with-bi-fins-male> (Дата обращения 06.06.2021).

## A technology for seabed installation of an underwater massive tank

Ch.S. Guseynov<sup>1,2\*</sup>, V.A. Zemlyanovskiy<sup>1\*\*</sup>

1 – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: \*guseynov2@yandex.ru, \*\*vadim200007@mail.ru

**Abstract.** This paper attempts to determine the law of motion of a tank as a large volumetric massive structure when immersed in a resisting liquid medium. The authors propose two methods for its determination. Dependence graphs of coordinates, speed, acceleration of the tank versus time are plotted. The dependence of time and speed of lowering of a massive storage structure on the volume of pumped water is determined. In addition, the range of the optimal volume of water pumped inside the tank for the purpose of its soft landing is determined.

**Keywords:** tank immersion, law of motion, underwater tank, resisting liquid medium.

**Citation:** Guseynov Ch.S., Zemlyanovskiy V.A. A technology for seabed installation of an underwater massive tank // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 2(33). P. 38–51. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art4> (In Russ.).

### References

1. Guseynov Ch. Assimilation of Arctic hydrocarbon resources – very near, but urgent perspective // Drilling and Oil. 2012. No. 1. P. 20–23. (In Russ.).
2. Guseynov Ch.S., Nadein V.A. Zoning long-freezing arctic waters to the depths with the goal of development of open oil and gas fields existing and the proposed new technical means and technologies // Drilling and Oil. 2017. No. 4. P. 10–17. (In Russ.).
3. Hazejev V.B., Guseynov Ch.S. Estimation of environmental loads on underwater and floating platforms in Arctic shelf conditions // Drilling and Oil. 2018. No. 3. P. 24–27. (In Russ.).
4. Revinskaya O.G., Kravchenko N.S. The motion of a body in a viscous medium. Tomsk: Tomsk Polytechnic University Press, 2011. 22 p. (In Russ.).
5. Yablonsky A.A. Course of theoretical mechanics. Part II. Dynamics. Moscow: Vysshaya Shkola, 1971. 488 p. (In Russ.).
6. Savosin D. For Arctic LNG-2. SSC Zvezda started construction of the 2<sup>nd</sup> LNG tanker of the Arc 7 class // Neftegaz.Ru. 2021. 19 January. <https://neftegaz.ru/news/Suda-i-sudostroenie/659890-dlya-arktiki-spg-2-ssk-zvezda-nachal-stroitelstvo-2-go-tankera-gazovoza-spg-klasse-arc-7/> (Accessed on 16.04.2021). (In Russ.).
7. Guseynov Ch.S., Zemlyanovskiy V.A. Calculation of strength and thermal insulation of an underwater LNG tank // Drilling and Oil. No. 6. P. 42–46. (In Russ.).
8. Freediving – constant weight with bi-fins (male) // Guinness World Records. <https://www.guinnessworldrecords.com/world-records/609151-freediving---constant-weight-with-bi-fins-male> (Accessed on 06.06.2021).

## Нефтегазовый сектор Бразилии: специфика, проблемы и перспективы развития

А.М. Мастепанов<sup>1,2\*</sup>, А.М. Сумин<sup>1\*\*</sup>

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва

E-mail: \*amastepanov@mail.ru, \*\*andrey-sumin@rambler.ru

**Аннотация.** В статье дан анализ государственной политики Бразилии в нефтегазовой отрасли. Сделан акцент на присущих именно нефтегазовому сектору особенностях и их влиянии на формирование энергетической политики как в национальном масштабе, так и на уровне отдельных регионов страны. Дана характеристика состоянию нефтяной и газовой отраслей и показана динамика их развития на современном этапе. Рассмотрены причины и особенности либерализации, а также специфика эволюции нормативно-правового регулирования в нефтегазовом секторе. Проанализированы нормативно-правовая база и программные документы, на основании которых формируется государственная политика Бразилии по освоению углеводородных ресурсов, а также полномочия бразильских органов управления, ответственных за ее реализацию. Перечислены принципы, лежащие в основе реформы нефтегазового сектора. Описан тарифно-финансовый механизм регулирования рынка нефтепродуктов. Проанализированы внутренние и внешние вызовы, с которыми сталкивается сектор. Сделан акцент на позитивном опыте развития бразильского нефтегазового сектора, который может быть востребован в России.

**Ключевые слова:** Бразилия, нефтегазовый сектор, нефтяная отрасль, газовая отрасль, Petrobras, Национальное агентство по нефти, природному газу и биотопливу, углеводороды, природный газ, нефть, природная рента, подсолевые горизонты, правовое регулирование, правовой режим, либерализация, конкурентность.

**Для цитирования:** Мастепанов А.М., Сумин А.М. Нефтегазовый сектор Бразилии: специфика, проблемы и перспективы развития // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 52–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art5>

### 1. Отличительные особенности и правовое регулирование бразильского нефтегазового сектора

Нефтегазовый сектор – одна из системообразующих отраслей экономики Бразилии, в силу чего вопросы его регулирования и эффективного функционирования традиционно входят в число приоритетов энергетической политики крупнейшей латиноамериканской страны.

Специфической особенностью бразильской энергетической политики является существенная доля

государственного участия в нефтегазовом секторе. Системное присутствие государства в отрасли берет начало в 1953 г., когда в силу принятого специально с этой целью Закона № 2004/1953 был основан государственный нефтегазовый концерн Petrobras. Данный закон явился правовой основой становления бразильского нефтегазового комплекса в его нынешнем виде и без преувеличения оказал решающее влияние на формирование энергетической политики страны на все последующие десятилетия [1].

На протяжении сорока лет Закон № 2004/1953 наделял Petrobras, а фактически – государство, монопольным правом на геологоразведку, добычу и переработку углеводородного сырья на всей территории страны.

В 1990-е годы Бразилия начала переход к более гибкой системе нормативно-правового регулирования национальной энергетики [2, с. 50]. Целью перехода являлись реализация новых принципов функционирования внутреннего энергетического рынка в условиях глобализации и создание более комфортных условий для работы на нем, в том числе и для зарубежных компаний, особенно – в нефтегазовом. Центральным элементом реформирования всей нормативно-правовой базы в сфере энергетики стала Конституционная поправка № 9 от 9.11.1995 г., отменившая безоговорочное монопольное положение Petrobras. С целью ее развития в 1997 г. был принят Федеральный Закон о нефти № 9.478/97 (англ. – Petroleum Act).

Принятие Конституционной поправки и Закона о нефти было продиктовано велением времени: мировая экономика вошла в период либерализации и демонополизации, что непосредственно сказалось и на нефтегазовом секторе. Бразильские законодатели радикально пересмотрели роль государства в управлении нефтегазовым сектором: оно было отстранено от прямого участия в производственной деятельности, но одновременно были расширены его регуляторные полномочия. Закон о нефти впервые в истории страны предоставил зарубежным нефтегазовым компаниям возможность работать на внутреннем рынке (на концессионной основе).

Открытие в 2007 г. крупных глубоководных месторождений

углеводородов на бразильской части океанского шельфа стало предпосылкой для второго этапа разработки нормативно-правового массива, направленного на формирование благоприятных условий для геологоразведки и добычи углеводородов, а также на дальнейшее приведение правового регулирования указанных сфер в соответствии с мировой практикой. С этой целью в 2010 г. были приняты Федеральные законы №№ 12.351, 12.304 и 12.276. Закон № 12.351 зафиксировал правовой режим соглашений о разделе продукции (СРП) для разработки подсоловых горизонтов на шельфе и месторождениях, имеющих стратегическое значение. Законом № 12.304 был определен правовой статус полностью находящейся в государственной собственности компании Pré-Sal Petróleo S.A. (сокр. – PPSA), специально созданной для обеспечения соблюдения государственных интересов в заключаемых СРП для добычи нефти подсоловых горизонтов. Закон № 12.276 установил особый правовой статус соглашений о передаче прав государства на геологоразведку и освоение семи участков шельфа (Florim, Franco, South Guara, Iara Offblock, South Tupi, Northeast Tupi, Peroba) в пользу Petrobras [3].

В 2013 г. Бразилия провела пробную серию тендеров на право освоения месторождений углеводородов (конвенциональной нефти, нефти подсоловых горизонтов и сланцевого газа). Отметим, что на тот период бразильские власти все еще пребывали в стадии поиска ответов на три вопроса, впервые возникших в 2007 г., после открытия крупных шельфовых месторождений:

1. Как распределять доходы от реализации нефти?

2. Как наиболее оптимально использовать доходы от разработки нефтяных месторождений для стимулирования экономического развития в национальном масштабе?

3. Насколько возможно освоение нефтяных месторождений за счет собственных сил и средств (то есть, опираясь лишь на потенциал концерна Petrobras)?

Наиболее спорным вопросом, от успешности решения которого зависели и сроки начала освоения месторождений, было распределение между штатами Бразилии природной ренты от будущей разработки этих месторождений. Ранее проблема разрешалась по умолчанию: доходы поступали в распоряжение штатов, где велась добыча, и считались компенсацией за связанные с добычей расходы и возможные риски. С обнаружением в 2007 г. новых месторождений началась продолжительная дискуссия о целесообразности более широкого распределения природной ренты, а также о приоритете финансирования за счет нефтяных доходов тех или иных публичных расходов. Проблема разрешилась только в 2013 г., когда было принято решение распределять природную ренту между всеми бразильскими штатами. Благодаря найденному компромиссу стало, наконец, возможно приступить к организации приостановленных накануне кризиса 2008 г. тендеров на разработку месторождений.

Состоявшийся в середине 2013 г. первый тендер оказался успешным: было привлечено 1,4 млрд долл., причем потенциальные инвесторы обязались в будущем вложить в разработку месторождений еще 3,5 млрд долл. В тендере приняли участие крупные международные

нефтегазовые концерны, а бразильский Petrobras сыграл скорее второстепенную роль. Такой расклад дал экспертам повод заявить о сдержанной позиции Petrobras к планам бразильских политиков использовать нефтяные доходы для стимулирования экономического развития страны. На это у концерна были свои причины. В течение предыдущих лет Petrobras проводил агрессивную инвестиционную политику, причем опираясь лишь на собственные финансовые возможности. Производственная деятельность концерна ознаменовалась в это время многочисленными проблемами технического и организационного плана. В итоге в разгар финансово-экономического кризиса Petrobras оказался едва ли не самой закредитованной из всех мировых крупных нефтяных компаний, чьи акции котируются на бирже. В какой-то момент концерн даже оказался вынужден распродать многие непрофильные активы.

К началу тендеров Petrobras не располагал финансовыми средствами в объеме, позволяющем подавать заявки на разработку месторождений. На тот момент имелись сомнения в способности концерна осуществлять широкомасштабные буровые работы на подсолевых горизонтах одними лишь собственными силами. Речь шла об отсутствии опыта, технологий и оборудования и, конечно, об ограниченных финансовых ресурсах – тем более что при этом предполагались и отчисления значительной части выручки на целевые нужды государства. Между тем бразильские официальные критерии, применявшиеся к сырьевым компаниям с целью привлечь их к участию в развитии местной промышленности и созданию рабочих мест, считались на тот момент одними из самых высоких в мире.

К примеру, законодательно закреплённое требование заказывать добычные платформы и суда исключительно на бразильском рынке неоднократно приводило к резкому росту себестоимости оборудования и к задержкам его поставок. В свою очередь, перечисленные неурядицы влияли на производственную деятельность работавших в Бразилии сырьевых компаний. В частности, аналитики швейцарского банка Credit Suisse подсчитали, что строительство нефтяного танкера среднего радиуса действия на бразильских верфях обходилось почти вдвое дороже, чем на китайских [4].

В итоге в марте 2013 г. Petrobras обратился к властям с просьбой смягчить законодательные нормативы участия в развитии местной промышленности. По этой причине бразильские власти оказались вынуждены пойти на очередной этап модернизации законодательного регулирования национального нефтегазового сектора: в 2016 г. был принят Федеральный Закон № 13.365, закрепивший более привлекательные условия работы на внутреннем рынке для сырьевых компаний, в том числе зарубежных. Закон характеризуется особой нормативной гибкостью, наделяя концерн Petrobras правом (но не обязанностью) разрабатывать любое нефтегазовое месторождение на континентальном шельфе страны. При этом изданный в 2017 г. в развитие данного закона правительственный Декрет № 9041/2017 налагает на Petrobras обязательства в отношении тех шельфовых месторождений, разработка которых юридически закреплена за концерном. Для освоения каждого такого

месторождения концерн стал обязан, во-первых, учредить компанию в форме акционерного общества и, во-вторых, приобрести как минимум 30% ее акций. Созданный тем самым новый правовой режим позволил создавать консорциумы с участием Petrobras и зарубежных нефтегазовых компаний.

Результаты не заставили себя долго ждать. Уже в течение 2017–2018 гг. был успешно проведен целый ряд тендеров на освоение шельфовых месторождений углеводородов с участием Equinor, CNOOC, ExxonMobil, Total, Repsol, Chevron, Shell и BP [5]. Наконец, в 2019 г. верхней палатой Парламента Бразилии было принято поистине эпохальное Постановление № 3178, аннулировавшее преимущественное право концерна Petrobras на разработку месторождений углеводородов в стране [2, с. 40]. Перечисленные законодательные этапы отчетливо демонстрируют, что энергетическая политика Бразилии хоть и характеризуется определенной непоследовательностью, но все же эволюционирует в направлениях снижения участия государства в функционировании нефтегазового сектора, стимулирования привлечения инвестиций и технологий из-за рубежа и общей либерализации внутреннего энергетического рынка.

Практическая реализация перечисленных нормативно-правовых актов возложена на созданное во исполнение Федерального Закона о нефти № 9.478/97 Национальное агентство по нефти, природному газу и биотопливу (порт. – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, сокр. – ANP).



Агентству делегированы довольно обширные полномочия, а именно [6]:

- проведение национальной политики в сфере нефти, природного газа и биотоплива;

- организация конкурсов и аукционов на право освоения месторождений нефти и газа, а также заключение концессионных соглашений на право пользования месторождениями с последующим контролем исполнения условий;

- формирование условий для рационального использования нефти и газа и содействие охране окружающей среды;

- осуществление государственной экспертизы информации о разведанных запасах ископаемых углеводородов, геологической и экономической информации о предоставленных в пользование участках недр;

- содействие геологическому изучению недр, формирование и актуализация национальной базы данных геологической информации;

- реализация принципа конкуренции на внутреннем рынке углеводородов и продуктов их переработки;

- защита законных прав и интересов потребителей, связанных с тарифами, качеством и доступностью нефти, природного газа и продуктов их переработки.

Характерной особенностью бразильской энергетики, традиционно определяющей роль и место нефтегазового сектора в экономике страны, является недостаток внутреннего предложения первичной энергии. На протяжении десятилетий спрос на энергию стабильно превышал предложение. Пик энергетического голода был отмечен в 1979 г. – дефицит составил 45,9% общего предложения первичной энергии, в частности, дефицит внутреннего

предложения нефти-сырца – 90% (при этом предложение нефтепродуктов, напротив, превысило спрос на 8%). Между тем, период 1970-х годов характеризовался в Бразилии двумя взаимообусловленными процессами: стабильным экономическим ростом (свыше 8% в среднегодовом исчислении) и резкой урбанизацией. Сложившаяся ситуация в свою очередь спровоцировала глубокие перемены в национальном энергетическом балансе. Отмечалось существенное уменьшение удельного веса возобновляемых энергоносителей (с 57,6% в 1970 г. до 45,3% в 1980 г.) в пользу ископаемых углеводородов [7]. Процесс урбанизации привел к замещению дров баллонным газом. В 1975 г. бразильское правительство начало реализацию Национальной спиртовой программы (англ. – National Alcohol Program), что подстегнуло спрос на продукты переработки сахарного тростника, используемые для выработки этанола – с 5,3% до 8% [7]. Тем не менее, смещение центра тяжести в энергобалансе с возобновляемых энергоносителей на углеводороды продолжалось и в последующие десятилетия. Динамика и структура энергетического баланса Бразилии в последние десятилетия, согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА) [8], показана на рис. 1.

Наименьшая доля возобновляемых энергоносителей в бразильском энергобалансе (39%) была зафиксирована в 2001 г. Продолжительная засуха привела тогда к резкому снижению генерации в гидроэнергетике и подстегнула спрос на ископаемые энергоносители. Затем удельный вес возобновляемой энергетики начал увеличиваться, составив в 2018 г. 45,2% национального энергобаланса, а в 2019 г. вырос еще на 0,7% [7].

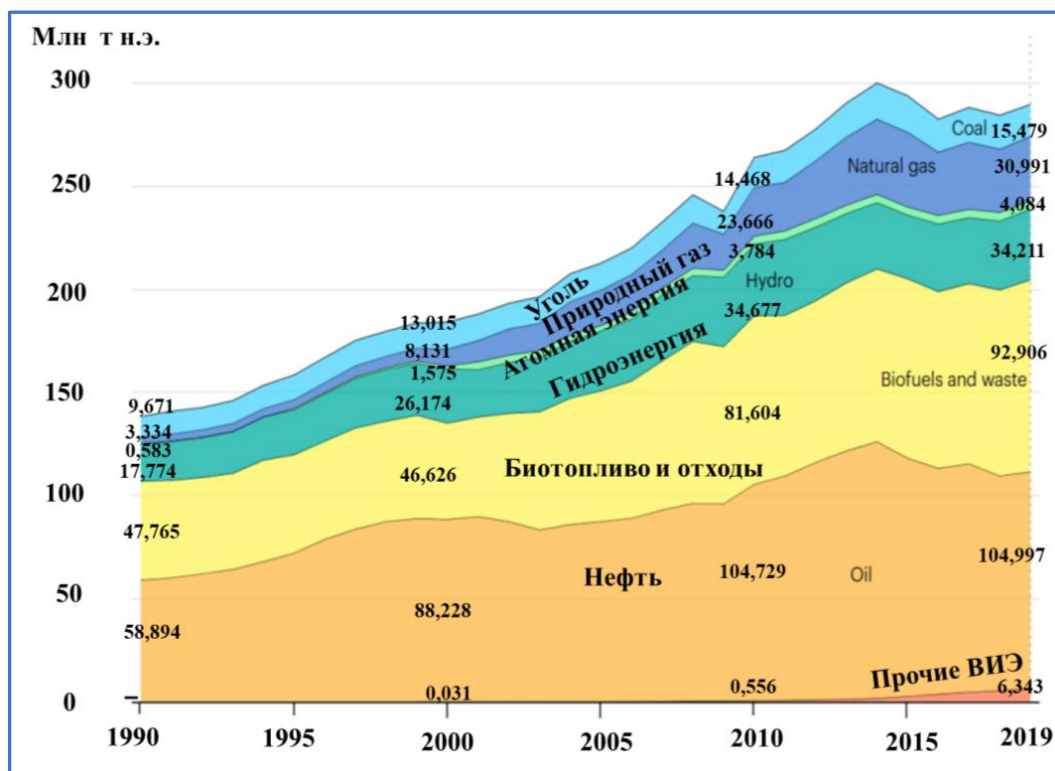


Рис. 1. Энергетический баланс Бразилии в период 1990–2019 гг. [8]

На 2018 г. пришлось еще одно знаменательное событие в истории бразильской энергетики: именно в этом году был впервые достигнут профицит предложения первичной энергии, когда ее экспорт превысил импорт. В частности, нефти-сырца было импортировано 9,6 млн т н.э., а экспортировано – 55,7 млн т н.э. [3]. Тем не менее, даже в 2018 г. внутреннее предложение энергоносителей все равно оставалось недостаточным. Согласно данным бразильской статистики, дефицит природного газа составлял 10,6 млрд м<sup>3</sup>, энергетического угля – 22,8 млн т, электроэнергии – 35 ТВт/ч [7].

## 2. Нефтяная отрасль

Недостаток предложения ископаемых углеводородов издавна стимулировал бразильских энергетиков на проведение геологоразведки отдаленных и

труднодоступных регионов страны, в том числе шельфовых. Открытие морских месторождений углеводородов вдохнуло новую жизнь в бразильский нефтегазовый сектор. Первым бразильским морским нефтяным месторождением стало Guaricema у побережья штата Сержипи. Компания Petrobras начала разрабатывать месторождение в 1968 г. Нефтяной кризис начала 1970-х годов лишь интенсифицировал геологоразведочные работы на всей территории страны и на национальном участке морского шельфа. В 1974 г. были открыты крупные месторождения углеводородов на шельфе бассейна Campos, а в 1986 г. началась разработка месторождения нефти Uguisu в Амазонии [9].

Динамика основных показателей развития нефтяной отрасли Бразилии, согласно данным BP: Statistical Review of World Energy [10], показана в табл. 1.

Таблица 1

**Динамика основных показателей нефтяной промышленности Бразилии [10]**

	1980	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Доказанные запасы, млрд- барр.	1,3*	4,5*	8,5*	11,8*	14,2*	13,0*	12,6*	12,8*	13,4*	12,7*
Добыча, тыс. барр./сут.	188	651	1268	1713	2125	2525	2591	2721	2679	2877
Потребление, тыс. барр./сут.	1080	1229	2018	2123	2714	3140	2960	3030	3010	3098
Мощность нефте-перерабатывающих заводов, тыс. барр./сут.	1393	1440	1849	1942	1992	2281	2289	2285	2285	2290

\* на конец года

Совершенствование технологий нефтедобычи позволило разрабатывать все более глубоководные месторождения. Если в 1977 г. на бразильском шельфе они эксплуатировались на глубине до 124 м, то в 2003 г. нефть добывалась уже с глубин до 1886 м [11]. Начиная с 2007 г., когда были открыты первые месторождения, залегающие на океанском шельфе под пластом соляных отложений, Petrobras периодически объявляла о намерении вести нефтедобычу на глубине 7 тыс. м и более. Начавшийся в 2008 г. мировой финансово-экономический кризис негативно сказался на бразильском ТЭК. Особенно сильно пострадала нефтегазовая отрасль. Резко сократились масштабы геологоразведочных работ, упали объемы инвестиций. Соответственно, в период 2008–2013 гг. снизились темпы воспроизводства минерально-сырьевой базы. Сужение внутреннего рынка вынудило многие энергетические компании переориентироваться на другие страны, что еще сильнее затормозило восстановление бразильского нефтегазового сектора [1]. Новый удар по перспективам восстановления был нанесен падением цен на углеводородное сырье в 2014 г.

В конце 2019 г. совокупный объем доказанных запасов нефти Бразилии составил 12,7 млрд барр. (1,8 млрд т), причем около 95% из них приходилось на шельфовые месторождения (коэффициент ресурсообеспеченности колебался в пределах 12–12,5 лет) [7, 12]. Примечателен быстрый рост нефтедобычи за относительно небольшой период, благодаря которому Бразилия обрела статус страны-экспортера нефти. Если в 2010 г. сырой нефти добывалось 2,12 млн барр. в сутки, то в 2015 г. – 2,52, а в 2019 г. – уже 2,88 млн барр. в сутки (150,8 млн т – 3,4% общемировой добычи), увеличившись за год на 7,4% [12].

Совокупная мощность бразильских нефтеперерабатывающих заводов в настоящее время составляет 2,29 млн барр. в сутки. Как и в предшествующие годы, они работают не в полную мощность. Если в 2017 г. объем первичной переработки нефти-сырца составил 1,74 млн барр. в сутки, то в 2019 г. – 1,75 млн барр. в сутки [12]. В структуре производства нефтепродуктов на дизельное топливо приходится около 41%, на автомобильный бензин – 25%, на топочный мазут – около 13%, на керосин и реактивное топливо – около 6%, на сжиженные углеводородные газы – порядка 4% [13].

Согласно расчетам бразильских правительственных экспертов, в 2020-е годы среднесуточная нефтедобыча в стране будет ежегодно увеличиваться в среднем на 7,1%, достигнув к 2029 г. 5,54 млн барр. Из этого объема 60% будет отправляться на экспорт, а 40% – перерабатываться внутри страны [7]. В случае реализации данного прогноза бразильский внутренний рынок продолжит испытывать нехватку значительной части нефтепродуктов, удовлетворять которую по-прежнему придется за счет импорта (в настоящее время – около 11% внутренних потребностей). Так, Бразилия импортирует 23% потребляемого дизельного топлива, более 10% – бензина и свыше 60% – прочих

нефтепродуктов. При этом экспортируются существенные объемы производимых в стране мазута и авиационного керосина. Предполагается, что к 2029 г. совокупный объем инвестиций в разведку, добычу и переработку нефти возрастет до 470 млрд долл., составив 77% общего объема капиталовложений в бразильскую энергетику [7].

Согласно оценкам МЭА [14], Бразилия, в базовом сценарии прогноза (Stated Policies Scenario – STEPS), выйдет в 2040 г. на седьмое место в мире по объемам производства нефти (рис. 2), причем основную часть ее добычи по-прежнему будут давать месторождения глубоководного шельфа.

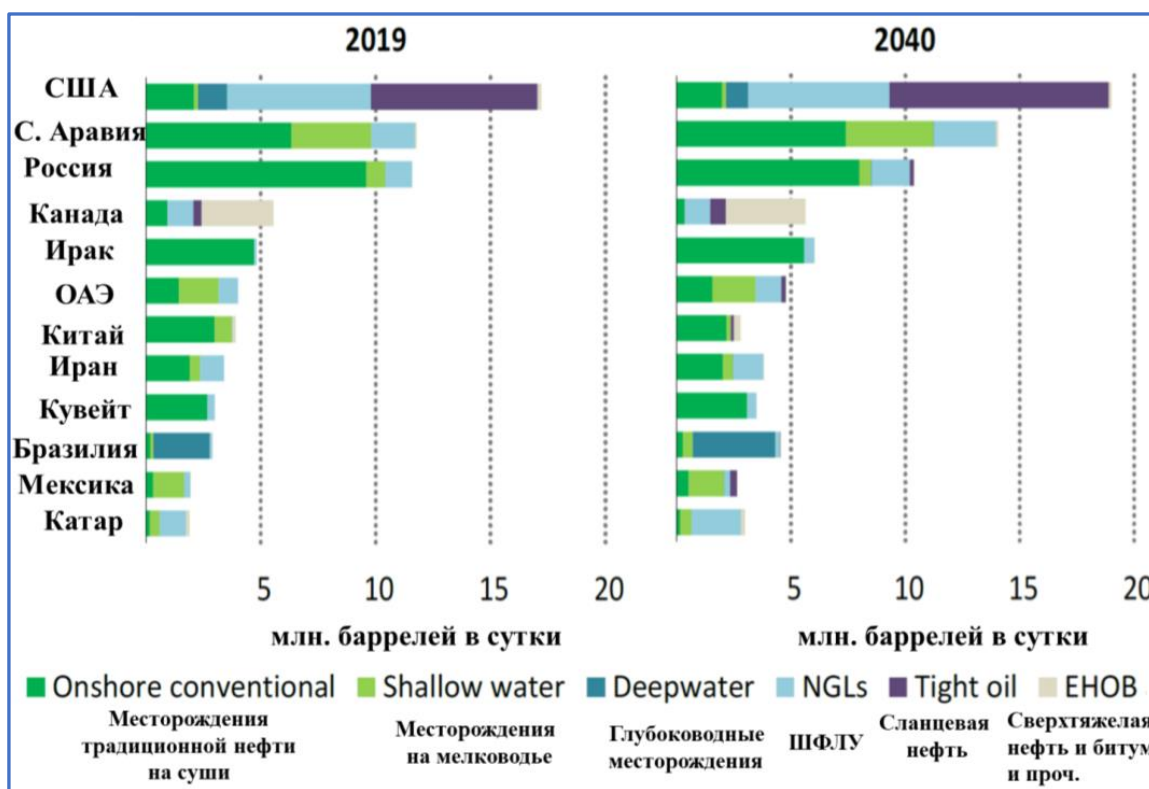


Рис. 2. Топ-12 стран-производителей нефти в Базовом сценарии World Energy Outlook–2000 МЭА в 2019 г. и 2040 г.-[14]

На перспективные объемы нефтедобычи в стране определенное воздействие может оказать и принятая упомянутым выше Национальным агентством по нефти, природному газу и биотопливу (ANP) в

интересах защиты окружающей среды 22 декабря 2020 г. Резолюция № 806, которой устанавливаются процедуры контроля и сокращения сжигания на факелах и потерь при разработке месторождений нефти и газа.

Этим документом устанавливаются годовые и ежемесячные лимиты на сжигание газа и убытки, увязанные с выплатами роялти и несоблюдением санкций. Документ определяет, что в случае превышения лимитов производственные подразделения должны сократить добычу углеводородов, чтобы свести к минимуму потери. Кроме того, сжигание сырой нефти и не попутного газа запрещено, за исключением случаев, когда это делается по чрезвычайным причинам и производственным испытаниям продолжительностью менее 72 часов. В нем также содержатся руководящие принципы для запросов, связанных с чрезвычайным сжиганием на факеле, включая требования, касающиеся пусконаладочных работ (например, сроки начала повторной закачки газа, информация, подлежащая представлению, кривые использования газа) и долгосрочных производственных испытаний (например, максимальное время без использования добытого газа) [15].

Рынок нефтепродуктов Бразилии характеризуется рядом присущих именно ему специфических черт, в свою очередь проистекающих из особенностей правового регулирования национального нефтегазового сектора. Надзор за реализацией бензина и дизельного топлива осуществляется ANP согласно Федеральному Закону о нефти. Принятие закона, вступившего в силу в 2002 г., имело одной из целей демополилизацию топливного рынка, на котором прежде безраздельно доминировал концерн Petrobras. В частности, был разрешен импорт бензина и дизельного топлива, фиксированные цены на них были упразднены и стали определяться рынком.

В розницу реализуется бензин категории «С» – смесь бензина с биоэтанолом. Сети розничной торговли бензином

приобретают у Petrobras чистый бензин (категория «А»), к которому примешивают закупаемый напрямую у производителей этанол. При этом доли в некоторых предприятиях-производителях этанола также полностью или частично принадлежат Petrobras. Процентное соотношение этанола в смеси определяется Межведомственной комиссией по сахару и спирту (СИМА) и колеблется от 18 до 25% (в зависимости от урожая сахарного тростника в текущем году). Отпускные цены на этанол, закладываемые в стоимость реализуемого в розницу бензина, также устанавливаются производителями сообразно ситуации на рынке.

С 2008 г. к продаваемому в розницу дизельному топливу в обязательном порядке примешивается биодизель – разновидность моторного топлива, производимая из растительных масел или животных жиров, и также классифицируемая как энергоноситель [3]. На организуемых ANP ежеквартально тендерах Petrobras закупает у производителей требуемые объемы биодизеля, которые (также посредством торгов) реализует розничным сетям. В свою очередь, розничные компании осуществляют смешивание минерального дизельного топлива с биодизелем и продают его потребителям. В настоящее время доля биодизеля в конечном объеме реализуемой в розницу смеси (по бразильской классификации – дизель-B12) достигла 12%. Доля биодизеля в биодизельной смеси постоянно растет (с 2% в 2008 г. до 12% в настоящее время) [16]. Бензин в качестве моторного топлива используется примерно в 60% легкового автопарка Бразилии [17]. Дизельное топливо, напротив, применяется, главным образом, крупнотоннажным транспортом и в сельском хозяйстве [16].

Еще одной особенностью нефтегазового сектора Бразилии является специфический, присущий только этой стране механизм ценообразования на вырабатываемое из ископаемых углеводородов топливо. Как сказано выше, из-за традиционного недостатка предложения энергоносителей на внутреннем рынке Бразилия вынуждена импортировать отдельные разновидности топлива. Наиболее наглядным примером здесь служит автомобильный бензин. До упразднения монопольного положения концерна Petrobras в его функции входила также закупка бензина за рубежом и последующая его реализация внутри страны по доступным для местного потребителя тарифам. К примеру, в 2012 г. Petrobras импортировал 4 млрд л бензина, который в итоге по распоряжению властей был реализован на внутреннем рынке по ценам ниже закупочных. Таким образом, концерн фактически был вынужден участвовать в субсидировании импортного бензина, причем на постоянной основе. Соответственно, механизм ценообразования на реализуемый в розницу бензин в течение долгого времени оставался непрозрачным, что оказывало дополнительный негативный эффект на инвестиционный климат в нефтегазовой отрасли [4]. Ситуация начала меняться только после либерализации законодательства, регулирующего бразильский энергетический сектор.

В настоящее время отпускные цены на большинство нефтепродуктов примерно соответствуют среднемировым, а на автомобильный бензин они традиционно остаются несколько выше. За счет образующейся наценки субсидируется «социальная» цена баллонного газа, повсеместно используемого в коммунальном секторе [7].

Структура цены на реализуемый в розницу бензин в начале 2021 г. выглядела следующим образом [17]:

- 29% – отпускная цена компании Petrobras (включает, помимо прочего, стоимость добычи и переработки нефти);

- 15% – федеральные налоги (CIDE, PIS/PASEP и COFINS)\*;

- 29% – налог штата ICMS;

- 15% – стоимость добавляемого в бензин этанола;

- 12% – розничная наценка (включает доставку и реализацию бензина, сервисное обслуживание АЗС и пр.).

Похожим образом в начале 2021 г. формировалась цена и на отпускаемое в розницу дизельное топливо [16]:

- 47% – отпускная цена Petrobras;

- 9% – федеральные налоги (CIDE, PIS/PASEP и COFINS);

- 14% – налог штата ICMS;

- 14% – стоимость добавляемого в дизельное топливо этанола;

- 16% – розничная наценка (доставка и реализация дизельного топлива, сервисное обслуживание АЗС и пр.).

Из приведенных выше данных видно, что изначальные цели принятия Закона о нефти – формирование рыночного механизма и ликвидация монополии Petrobras на розничном рынке моторного топлива – в основном и, по меньшей мере, формально были достигнуты.

---

\* CIDE – взнос за участие в предпринимательской деятельности; PIS/PASEP – взнос в фонд социальной интеграции/взнос в фонд занятости государственных служащих; COFINS – взнос в фонд социального обеспечения и страхования (поступают в федеральный бюджет); ICMS – налог на товары и услуги (поступает в бюджеты штатов).

Концерн устанавливает теперь лишь часть итоговой цены на бензин и дизельное топливо, а прочие ее компоненты представляют собой налоговые платежи в бюджеты Федерации и штатов, устанавливаемые производителями отпускные цены на этанол и биодизель, а также добавляемые розничными сетями наценки. Кроме того, импортируемое моторное топливо поступает на розничный рынок, вообще минуя Petrobras. Предусмотренный законом контроль за рынком нефтепродуктов со стороны ANP осуществляется в форме мониторинга розничных цен на моторное топливо по всей стране и еженедельного

опубликования соответствующих сводных обзоров [18].

### 3. Газовая отрасль

Растущее значение природного газа в энергетическом балансе Бразилии нашло свое отражение в принятии в 2009 г. Федерального Закона о газе № 11.909 (англ. – Gas Law). Цель принятия закона заключалась в развитии конкурентных начал в транспортировке, переработке, хранении, регазификации и коммерческом сбыте природного газа [2, с. 41]. Динамика развития газовой отрасли страны, согласно данным BP: Statistical Review of World Energy [10], показана в табл. 2.

Таблица 2

**Динамика основных показателей газовой промышленности Бразилии [10]**

	1980	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Доказанные запасы, трлн м <sup>3</sup>	0,1*	0,1*	0,2*	0,3*	0,4*	0,4*	0,4*	0,4*	0,4*	0,4*
Добыча, млрд м <sup>3</sup>	1,0	3,1	7,5	10,9	15,0	23,8	24,1	27,2	25,2	25,8
Потребление, млрд м <sup>3</sup>	1,0	3,1	9,4	19,6	27,6	42,9	37,1	37,6	35,9	35,8

\* на конец года

Потребности бразильского рынка в природном газе покрываются из трех источников:

- внутренней газодобычи,
- импортируемого трубопроводного газа (из Боливии по газопроводу Gasbol и из Аргентины по газопроводу Transportadora de Gas del Mercosur);
- закупаемого за рубежом (в Нигерии, Нидерландах, Тринидаде и Тобаго, Норвегии, Анголе и США) сжиженного природного газа (СПГ) [2, с. 34], который доставляется на три принадлежащих Petrobras регазификационных терминала (Pecem, Bay of All Saints, Guanabara Bay) [19].

Среднегодовые темпы прироста потребления природного газа в Бразилии за период 2008–2018 гг. составили 3,4%, а суммарные объемы его потребления – 35,9 млрд м<sup>3</sup> в 2018 г. и 35,8 млрд м<sup>3</sup> в 2019 г. Пик потребления газа отмечался в 2014 и 2015 гг. (41 и 43 млрд м<sup>3</sup> соответственно). Из них примерно 24–27 млрд м<sup>3</sup> в год (в 2019 г. – 25,8 млрд м<sup>3</sup>) приходилось на внутреннюю добычу при среднегодовых темпах ее прироста в 5,8% за период 2008–2018 гг. При этом необходимо подчеркнуть, что внутренняя ресурсная база бразильской газодобывающей отрасли невелика.

По состоянию на конец 2018 г. совокупный объем доказанных запасов месторождений природного газа в стране составлял 368,9 млрд м<sup>3</sup>. Этого количества хватило бы на 9 лет при существовавшем на тот момент уровне добычи. Оставшаяся доля потребности в природном газе удовлетворяется за счет импорта, удельный вес которого в совокупном потреблении газа в последние годы колебался в пределах 28–30% (в 2014–2015 гг. – примерно 44%) [12]. Колебания объемов импорта объясняются текущими потребностями электрогенерирующих мощностей, работающих на природном газе [7]. Потребление природного газа распределяется следующим образом: генерация электроэнергии (30%), производственный сектор (26%), технологические нужды ТЭК (20%), производство сжиженного газа (12%) [7].

В настоящее время газовая отрасль Бразилии сталкивается с целым рядом масштабных вызовов, от успешности ответа на которые будут зависеть не только перспективы собственно отрасли, но и, без преувеличения, перспективы обретения Бразилией роли одной из крупных современных экономических держав мира.

В 2019 г., с почти двадцатилетней задержкой, бразильские власти ввели в действие так называемую Программу Нового газового рынка (порт. – Programa do Novo Mercado de Gás, англ. – New Gas Market Program). По замыслу разработавшего Программу Министерства горнорудной промышленности и энергетики Бразилии (сокр. – ММЕ), реализация концепции должна способствовать росту внутреннего спроса на природный газ с шельфовых месторождений, обеспечить приток инвестиций в добычу, транспортировку,

переработку и реализацию природного газа, стимулировать использование газа для генерации электроэнергии. В свою очередь, расширение использования природного газа должно придать новый импульс развитию сталелитейной, керамической, стекольной и бумажной отраслей, а также производству минеральных удобрений в стране. Конкурентоспособная стоимость природного газа как сырья и как энергоносителя критически важна для энергоемких отраслей, ибо составляет до трети себестоимости продукции. В случае успешной реализации Программы Нового газового рынка внутренняя газодобыча в период до 2029 г. будет возрастать в среднем на 8%, составив в итоге 92 млрд м<sup>3</sup>. Доля природного газа в энергобалансе сохранится на прежнем уровне или, в лучшем случае, вырастет на два процентных пункта (до 14%) [7]. Практическая реализация Программы Нового газового рынка обусловлена идущей разработкой и предстоящим воплощением в экономическую реальность ряда законодательных новелл, нацеленных на стимулирование конкуренции в газовой отрасли, на гармонизацию нормативно-правовой базы штатов и Федерации, на углубление кооперации газовой отрасли с производственным и электрогенерирующим секторами, на ликвидацию тарифных барьеров [20].

ММЕ Бразилии планирует увеличить потребление природного газа практически во всех регионах страны. Предусматривается не только интенсификация газодобычи на шельфовых месторождениях в районах Рио-де-Жанейро, Сан-Паулу и на участке Эспириту-Санту, но и разработка крупных месторождений на суше (таких, как месторождение Azulão в центре Амазонии).



Программа Нового газового рынка предусматривает также строительство новых регазификационных терминалов для приемки СПГ в регионах, где отсутствуют или незначительны местные газовые месторождения и где нецелесообразна либо невозможна прокладка газопроводов. В частности, в северо-восточной части Бразилии к 2025 г. будет сдан в эксплуатацию регазификационный терминал (первый частный терминал в стране) суточной производительностью до 21 млн м<sup>3</sup>; расположенный в этом регионе штат Сержипи призван стать одним из крупнейших газовых хабов страны [3]. Максимизировать потребление природного газа в западных регионах Бразилии планируется путем повышения импорта из Боливии. Наконец, газификация южной части страны будет проводиться на основе трансграничной кооперации с Аргентиной – на базе собственно бразильских шельфовых месторождений и крупного аргентинского месторождения сланцевого газа Vaca Muerta [20].

Отметим, что бразильские месторождения сланцевого газа – тема, достойная отдельного рассмотрения. До сих пор они привлекали куда меньше внимания, нежели аргентинские (как упомянутое выше, получившее мировую известность, месторождение Vaca Muerta). Поскольку Аргентина перманентно пребывает в состоянии внутривнутриполитической и экономической нестабильности и тем самым отпугивает потенциальных инвесторов, более стабильная в этом отношении Бразилия имеет шансы привлечь внимание ведущих международных компаний-разработчиков к своим запасам сланцевого газа. Несмотря на наличие ряда проблем, ухудшающих инвестиционный климат, Бразилия

располагает и рядом преимуществ, способных вывести ее на передовые позиции по сравнению с другими государствами, где тоже имеются месторождения сланцевого газа.

В 2011 г. Ведомство энергетической информации США (Energy Information Administration, сокр. – EIA) впервые опубликовало собственный прогноз-оценку мировых запасов сланцевого газа. Первое, второе и третье места по прогнозируемому объему запасов заняли Китай, США и Аргентина соответственно, а Бразилии было отведено лишь десятое место. Вскоре бразильское Национальное агентство по нефти, природному газу и биотопливу (ANP) выдало собственный прогноз относительно запасов сланцевого газа в недрах страны. По мнению ANP, американская оценка запасов сланцевого газа в Бразилии была некорректной, ибо базировалась на анализе лишь одного из пяти газоносных районов. Бразильские эксперты заявили, что совокупный потенциал всех газоносных районов ставит страну на пятое место в мире по запасам сланцевого газа [4]. Впрочем, четыре неучтенных американцами газоносных района расположены в Амазонии и едва ли будут разрабатываться. Потенциальный спрос на сланцевый газ в мире продолжает сохраняться, но возможности Бразилии войти в число его экспортеров достаточно спорные. Способность страны решить стоящие на пути добычи сланцевого газа проблемы может стать своего рода лакмусовой бумажкой, с помощью которой будет возможно предугадать, насколько успешной станет масштабная разработка сланцевых месторождений во всем мире.

Эксперты сомневаются в возможностях Бразилии существенно нарастить добычу сланцевого газа, поскольку, за исключением крупных месторождений, в стране отсутствуют иные необходимые для этого предпосылки.

Так, исследователь из США Клэр Кейси (англ. – Claire Casey) подчеркивает, что в США имеется устоявшийся и емкий внутренний рынок энергоносителей, существует множество мелких и средних геологоразведочных и добывающих компаний. Американская деловая среда обеспечивает быстрый и небюрократичный доступ к перспективным земельным участкам, к кредитным ресурсам, а также к целому ряду налоговых льгот. Даже когда технологии разработки сланцевых месторождений станут технически и экологически более продвинутыми и финансово более доступными, бразильским властям предстоит многое сделать, чтобы создать более привлекательные условия для ресурсных компаний. Законодательное регулирование США наделяет собственников земельных угодий и правом собственности на залегающие в их недрах природные ресурсы. Тем самым землевладельцы по общему правилу заинтересованы в допуске геологоразведочных и добывающих компаний к принадлежащим им недрам.

В Бразилии дело обстоит сложнее. Собственником залегающих в недрах природных ресурсов до момента их добычи является Бразильская федерация (то есть центральное правительство). При этом ресурсные компании, желающие разрабатывать участки недр, обязаны заключать договоры с землевладельцами и отчислять в их пользу природную

ренту в размере 0,5–1% от стоимости добываемых полезных ископаемых. При неспособности сторон достичь компромисса в спор в качестве арбитра включается упомянутое выше агентство ANP, которое устанавливает обязательные для сторон договорные условия [4].

Отдельный вопрос – насколько разработка бразильских сланцевых месторождений возможна лишь усилиями крупных компаний, традиционно являющихся основой ТЭК страны. Пример США показывает, что на первоначальном этапе развития сланцевой отрасли оказались эффективны именно небольшие производители. Отсутствие характерной для крупных компаний бюрократии и относительно небольшие объемы финансирования, которыми проще рисковать, позволили добывающим компаниям действовать методом проб и ошибок и применять на практике разные методы. Именно благодаря такой тактике американским производителям удалось совершить технологический прорыв, скомбинировав горизонтальное бурение и гидроразрыв пластов. Это, в свою очередь, способствовало буму в добыче сланцевого газа в Северной Америке.

Бразильские власти также осознали необходимость обеспечения доступа к сланцевым месторождениям и для независимых компаний-разработчиков. В 2013 г. правительственные чиновники начали разработку нормативно-правовой базы для подготовки тендеров на право углубленного освоения малоперспективных и зрелых месторождений. На тот момент у властей просто не было выбора, ибо тот же Petrobras заявлял об отсутствии интереса к сланцевым месторождениям, фактически отказываясь от них в пользу зарубежных компаний.

По сей день остается неясно, насколько важным окажется для ANP критерий экологии при разработке условий тендеров на право добычи сланцевого газа и в какой мере этот критерий может стать предпринимательским риском для компаний, решивших разрабатывать бразильские сланцевые месторождения [4].

Так или иначе, Бразилии предстоит предпринять еще многое, чтобы сделать природный газ для потребителя доступным, востребованным, и конкурентным по цене энергоносителем [2, с. 25]. Проблематика ценовой доступности природного газа стала особенно интенсивно обсуждаться в стране с 2012 г. Тогда Petrobras резко нарастил газовый импорт для увеличения производства электроэнергии на газовых электростанциях, поскольку продолжительная засуха оказала негативный эффект на бразильскую гидроэнергетику – преобладающий сектор в электрогенерации. Природный газ традиционно обходится бразильскому потребителю недешево. Так, в 2013 г. цены на импортный СПГ доходили до отметки в 18 долл. за 1 млн БТЕ (БТЕ – Британская тепловая единица). Для сравнения: в тот же период трубопроводный боливийский газ обходился бразильцам в 10 долл. за 1 млн БТЕ, при этом спотовая цена на американском хабе Генри составляла чуть более 4 долл. за 1 млн БТЕ, а цена на поставляемый в Европу российский газ равнялась 11,5 долл. за 1 млн БТЕ [4]. Далее, согласно опубликованным в 2019 г. бразильским ММЕ данным, отпускная цена на природный газ в стране в среднем составляла тогда свыше 10 долл. за 1 млн БТЕ, в то время как в США – всего 3,13 долл. за 1 млн БТЕ. Тем самым отпускная цена на внутреннем рынке на добываемый в самой же Бразилии газ оказалась даже выше, чем на

импортируемый СПГ в Японии. К числу факторов, тормозящих газификацию бразильских регионов, относится и неразвитость газотранспортной инфраструктуры. Так, по состоянию на 2019 г. совокупная протяженность газопроводов в Бразилии составляла 9,4 тыс. км, в то время как существенно меньшая по размеру соседняя Аргентина располагала сетью газопроводов суммарной протяженностью в 29 тыс. км [20].

Как видно, газовая отрасль крупнейшей латиноамериканской страны по-прежнему сталкивается с целым рядом неоднородных проблем. Принятый в 2009 г. Федеральный Закон о газе № 11.909 был скорее нацелен на обозначение магистрального пути развития бразильской газовой отрасли и поэтому изначально не был способен разрешить все сохраняющиеся и по сей день проблемы, многие из которых носят структурный характер. Более того, многие проблемы проистекают из одной общей причины – сохраняющихся пережитков монопольного положения концерна Petrobras. Несмотря на достигнутые за предыдущие годы успехи в либерализации энергетического рынка, монополистические проявления все еще имеют место. Сложившаяся ситуация сподвигла бразильского законодателя на реализацию очередного этапа реформы внутреннего рынка природного газа, который осуществляется в настоящее время.

В течение 2018 г. ANP разработало и представило на рассмотрение профильных ведомств комплекс мер по стимулированию конкуренции на внутреннем газовом рынке. В декабре того же года Федеральное правительство Бразилии утвердило предложенные меры и издало соответствующий декрет.

В 2019 г. Национальный совет по энергетической политике Бразилии (Conselho Nacional de Política Energética – CNPE) путем особой резолюции закрепил ряд направлений по совершенствованию национальной энергетической политики, центральными из которых стали два – модернизация внутреннего газового рынка и стимулирование свободной конкуренции на нем. Незадолго до этого CNPE учредил Комитет по развитию свободной конкуренции на рынке природного газа Бразилии. В итоге CNPE и концерн Petrobras подписали юридически обязывающее Соглашение о прекращении последним монопольной практики и воздержании от нее в будущем (англ. – Cease and Desist Agreement, порт. сокр. – TCC). Перечисленные меры явились по сути первым в истории страны правовым механизмом для практической реализации принципа конкурентности на внутреннем газовом рынке. Во исполнение подписанного Соглашения Petrobras принялся воплощать на практике комплекс мер по демополизации газового рынка и его открытию для сторонних игроков [2, с. 9, 10].

Следующей стадией стала задуманная еще в 2013 г. и осуществленная в течение 2020 г. разработка нового Закона о природном газе. Следует подчеркнуть, что речь идет даже не о новой редакции принятого в 2009 г. и пока еще действующего Федерального Закона о газе № 11.909 (англ. – Gas Law), а о совершенно отличающемся от него новом нормативно-правовом акте – Федеральном Новом Законе о газе № 4.476/2020 (англ. – New Gas Law). Редакция нового закона была одобрена нижней палатой Парламента (Национального Конгресса) Бразилии

(Палатой Представителей) 1 сентября 2020 г. и передана на согласование в верхнюю палату (Федеральный Сенат). Верхняя палата предложила ряд поправок в текст документа, который нижняя палата после продолжительных дебатов отклонила. В конечном итоге первоначальная редакция Федерального Нового Закона о газе была утверждена 16 марта 2021 г. и передана Президенту Бразилии Ж. Болсонару для итогового утверждения. Президент Болсонару подписал окончательную редакцию Закона 8 апреля 2021 г. Согласно правилам бразильской законотворческой процедуры Новому Закону о газе были присвоены новые регистрационные реквизиты – Федеральный Новый Закон о газе № 14.134/2021. Новый Закон о газе был официально опубликован 9 апреля 2021 г. и тем же днем вступил в силу, одновременно отменив действие Закона о газе 2009 г.

Федеральный Новый Закон о газе предусматривает радикальное преобразование внутреннего газового рынка Бразилии, закладывая в его основу принципы конкурентности и гибкости. Согласно этим принципам, упраздняются пока еще действующие на газовом рынке вертикально интегрированные объединения. Компаниям, заинтересованным в бразильском рынке природного газа, гарантируется свободное право работы на нем при соблюдении ряда необходимых критериев. Гарантируется свободный, недискриминационный доступ к основным объектам газодобывающей, газотранспортной и газораспределительной инфраструктур. По замыслу законодателя, практическое воплощение перечисленных принципов приведет к росту инвестиционной активности в газовой отрасли, снизит расходы и тарифы, а также увеличит потребление природного газа в стране.

Обращает на себя внимание широкое воплощение в тексте Закона фундаментального общеправового принципа правовой определенности, что само по себе повлечет формирование качественно новой, современной, политической, экономической и регулятивной архитектуры бразильского газового рынка [21].

Новый Закон о газе закрепляет следующие основные подходы к реформированию бразильского рынка природного газа:

1. Закрепляется самостоятельный статус оператора газотранспортной сети (ГТС), который юридически выделяется в отдельную структуру, независимую от всех других участников газового рынка. Соответствующие нормы Закона направлены на предотвращение любого (прямого и косвенного) влияния, контроля и аффилирования между оператором ГТС, с одной стороны, и компаниями (а также консорциумами), которые осуществляют деятельность в области геологоразведки, разработки, добычи, переработки, импорта и реализации природного газа – с другой стороны. Согласно Закону, любая компания, получившая разрешение на деятельность в области транспортировки природного газа, должна пройти также независимую сертификацию в соответствии с утвержденными ANP критериями.

2. Вводится принципиально новый для бразильского энергетического законодательства правовой режим «входа-выхода», регулирующий распределение транзитных мощностей ГТС и позволяющий грузоотправителям бронировать входные и выездные мощности независимо друг от друга. Данный правовой режим дает всем заинтересованным компаниям (при

соблюдении ряда четких критериев) возможность пользоваться услугами ГТС. Тем самым рынку газотранспортных услуг придается недостающая прежде гибкость и одновременно повышается его ликвидность.

3. В отличие от Закона о газе 2009 г., Новый Закон о газе закрепляет принцип свободного доступа к основным объектам газовой инфраструктуры. Заинтересованным компаниям гарантируется недискриминационный, согласуемый путем переговоров доступ к базовой газовой инфраструктуре (внутрипромысловым газопроводам, газоперерабатывающим мощностям, терминалам по приемке СПГ, подземным газохранилищам). При этом оговаривается преимущественное право собственников объектов газовой инфраструктуры на пользование ею.

4. Вместо предусмотренного Законом о газе 2009 г. правового режима транспортировки природного газа и его хранения в подземных газохранилищах на концессионной основе устанавливается (применительно к вновь создаваемым объектам инфраструктуры) разрешительный порядок осуществления данных видов деятельности. После вступления в силу Нового Закона о газе разрешения на деятельность по транспортировке природного газа и его хранению в подземных хранилищах должны выдаваться ANP по результатам проводимых на гласной основе публичных конкурсов применительно к каждому новому объекту. По замыслу законодателя, переход от концессионной к разрешительной системе должен ликвидировать присущие процессу предоставления концессий бюрократические препоны и тем самым привлечь новых инвесторов в сферы транспортировки и хранения природного газа.

5. Новый Закон о газе закрепляет более четкие критерии классификации газотранспортных трубопроводов и тем самым усиливает правовую определенность в газотранспортной сфере. Новые критерии призваны снизить наблюдавшиеся до сих пор «конфликты полномочий», минимизировать инвестиционные риски и предотвратить спорные ситуации при реализации проектов национального значения.

6. Новый Закон о газе представляет собой настоящий правовой механизм, нацеленный на предотвращение угроз экономическому укладу Бразилии. Закон наделяет ANP целым арсеналом принципиально новых полномочий, направленных на борьбу с проявлением монополистических явлений. В частности, ANP получает право:

- принимать различные меры по децентрализации функционирования газовой отрасли, в том числе в директивном порядке распределять производственные мощности в сфере транзита, складирования и переработки природного газа;

- надзирать за исполнением программы продвижения природного газа на рынке. В данном случае ANP будет вправе принуждать хозяйствующие субъекты, занимающие «существенные» позиции на внутреннем газовом рынке, реализовывать часть имеющихся в их распоряжении запасов природного газа посредством аукционных торгов;

- устанавливать ограничения на торговлю природным газом между добывающими компаниями в регионах добычи.

Для эффективного достижения целей, поставленных при принятии Нового Закона о газе (дальнейшая либерализация внутреннего рынка природного газа, ликвидация монополистических проявлений, привлечение инвестиций в газовую отрасль, расширение использования природного газа

в стране) бразильский законодатель даже пошел по пути наделения ANP широкими полномочиями в смежных сферах, прямо не относящихся к его компетенции [21]. В их число входят:

- разработка правил сертификации предпринимательской деятельности на газовом рынке с целью стимулирования конкуренции;

- разработка правил и регламентов выдачи разрешений на осуществление предпринимательской деятельности в сферах транспортировки и подземного хранения природного газа;

- разработка правил получения доступа к базовой газовой инфраструктуре;

- выработка критериев классификации газотранспортных трубопроводов согласно диаметру труб и давлению в них;

- организация и надзор за функционированием газотранспортной сети и отдельных трубопроводов;

- контроль и совершенствование правового режима «входа-выхода», регулирующего распределение транзитных мощностей ГТС;

- разработка и совершенствование правил работы на газовом рынке;

- стандартизация соглашений купли-продажи природного газа;

- утверждение регламентов по гармонизации функционирования ГТС и систематизация регламентов в сетевых кодексах с включением в них различных технических нормативов по поддержанию трубопроводов в рабочем состоянии;

- разработка механизмов децентрализации предпринимательской деятельности в сфере подачи добытого газа в трубопроводы, его транспортировки и реализации;

- разработка алгоритмов реагирования на чрезвычайные ситуации в области газоснабжения.

**Заключение**

Проведенный анализ дает возможность сделать вывод, что развитый нефтегазовый сектор (табл. 3) является одной из базовых предпосылок,

необходимых для конкурентоспособного и устойчивого развития Бразилии и превращения этой страны в перспективе в одну из ведущих держав мира.

Таблица 3

**МЭА: Динамика и прогноз структуры энергопотребления Бразилии [14]**

	Энергопотребление, млн т н.э.						Уд. вес отдельных энергоносителей, %		
	2010	2018	2019	2025	2030	2040	2019	2030	2040
Всего первичное энергопотребление	263	283	283	299/ <b>285</b>	326/ <b>281</b>	390/ <b>298</b>	100	100	100
Уголь	14	17	15	15/ <b>11</b>	15/ <b>10</b>	17/ <b>8</b>	5	5/ <b>3</b>	4/ <b>3</b>
Нефть	105	104	102	106/ <b>98</b>	112/ <b>88</b>	122/ <b>68</b>	36	34/ <b>31</b>	31/ <b>23</b>
Природный газ	24	31	30	30/ <b>26</b>	31/ <b>21</b>	42/ <b>18</b>	11	10/ <b>7</b>	11/ <b>6</b>
Атомная энергия	4	4	4	4	7	12	1	2	3/ <b>4</b>
Гидроэнергия	35	33	34	35	39/ <b>37</b>	48/ <b>43</b>	12	12/ <b>13</b>	11/ <b>15</b>
Биоресурсы	82	89	90	98/ <b>99</b>	107/ <b>103</b>	126/ <b>123</b>	32	33/ <b>37</b>	32/ <b>41</b>
Прочие возобновляемые источники энергии	1	5	6	11	15/ <b>16</b>	23/ <b>25</b>	2	5/ <b>6</b>	6/ <b>8</b>

**Примечания:** значения показателей в числителе соответствуют Базовому сценарию World Energy Outlook–2000, в знаменателе (показаны полужирным курсивом) – Сценарию устойчивого развития (Sustainable Development Scenario)

Традиционно являясь одним из локомотивов развития бразильской экономики, нефтегазовый сектор в то же время испытывает целый ряд внутренних структурных проблем. В значительной мере последние являются наследием недавней истории бразильского нефтегазового сектора, во всех сферах которого на протяжении десятилетий безраздельно господствовал концерн Petrobras. На разрешение этих проблем и направлено начавшееся еще в 1990-е годы масштабное реформирование нефтяной и газовой отраслей, которое продолжается в настоящее время.

Недавнее вступление в силу Федерального Нового Закона о газе является существенной вехой в развитии правового регулирования нефтегазового сектора Бразилии. Разрабатывая данный нормативно-

правовой акт, бразильский законодатель продемонстрировал стремление продолжать либерализацию внутреннего рынка природного газа. Новый Закон о газе свидетельствует о преемственности политики ухода государства от участия в хозяйственной деятельности нефтегазового сектора с одновременным усилением регулирующих функций. Резко расширенный перечень полномочий Национального агентства по нефти, природному газу и биотопливу (ANP) превращает данное ведомство в полноценный, мощный и современный энергетический регулятор, сопоставимый по своему влиянию с профильными регуляторами промышленно развитых стран и межгосударственных объединений – таких, как Евросоюз.

Поскольку Новый Закон о газе лишь недавно вступил в силу и пока еще не наработана практика его применения, остается открытым вопрос, в какой мере созданный на его основе регуляторный механизм будет способствовать демополизации и дальнейшему открытию бразильского газового рынка. На энергетический регулятор ANP, наделенный обширными полномочиями, одновременно возлагается и большая ответственность за соблюдение духа и буквы Нового Закона о газе. От успешности реализации этих полномочий без преувеличения будет зависеть успех нового этапа реформы бразильского газового рынка, конечной целью которой является его функционирование на принципах открытости, предпринимательской свободы и конкурентности.

Внимание, которое уделяет в настоящее время бразильский законодатель модернизации правового регулирования газовой отрасли, свидетельствует о том, что в крупнейшей латиноамериканской стране Бразилии осознают растущую роль природного газа как основного энергоносителя в период перехода к безуглеродной экономике.

С другой стороны, открытым пока остается вопрос, насколько далеко бразильские власти готовы отойти от сохранявшейся в стране на протяжении десятилетий модели сильного государственного регулирования нефтегазового сектора. Традиционный для Бразилии дирижистский подход к регулированию добычи углеводородов в стране отчасти все же имеет право на существование. В качестве негативного примера радикального рыночно-либерального подхода к предоставлению прав на

разработку месторождений служит ситуация в Гвинейском заливе у западного побережья Африки. Несмотря на широкомасштабное освоение открытых там недавно крупных месторождений нефти, власти всех восьми прибрежных государств так и не сумели наработать современную нормативно-правовую базу, регулирующую разведку и добычу углеводородов, а также распределение доходов от их экспорта. Неудивительно поэтому, что жизнь населения во всех этих восьми формально нефтедобывающих государствах практически не улучшилась. Поэтому бразильский опыт надлежит рассматривать через призму сочетания ответственного управления природными ресурсами с приоритетами развития национальной экономики. Не забывая при этом, разумеется, о необходимости не допускать излишнего административного вмешательства в рыночные процессы.

Для России несомненный интерес представляет бразильский опыт регулирования нефтегазового сектора – как уже накопленный, так и тот, который предстоит наработать в ходе продолжающегося процесса реформирования. В частности, небезынтересным является подход Бразилии к совершенствованию нормативно-правового и административного регулирования в отрасли для ликвидации бюрократических препон и правовой неопределенности с конечной целью повышения привлекательности бразильского нефтегазового сектора как для внутренних, так и зарубежных инвесторов. Актуален и бразильский опыт поиска финансово-экономического баланса между интересами предпринимательского сектора и покупательной способностью населения, с одной стороны, и ценами/тарифами на энергию – с другой.



Анализ правоприменительной практики и управленческой политики в нефтегазовом секторе Бразилии послевоенных десятилетий позволяет сформулировать ряд подходов, реализация которых способствует успешной хозяйственной деятельности отрасли в рамках гармоничного развития государства и общества.

К ним относятся:

– гармонизация законных интересов нефтегазового сектора и общегосударственных задач;

– совершенствование механизмов ценообразования на углеводородное сырье в соответствии с мировой практикой ради того, чтобы внутренние цены на сырье и его производные формировались в соответствии с мировой конъюнктурой;

– использование при необходимости механизмов субсидирования для ускорения внедрения новых технологий, а по достижении указанной цели – применение уже рыночных методов на основе свободной конкуренции;

– разработка реалистичных планов действий на случай экономических и техногенных катаклизмов (как внешних, так и внутренних);

– поддержание жизнеспособного национального энергетического баланса, при этом не ущемляя доступ потребителей к энергии.

Наконец, растущее взаимодействие России и Бразилии на международной арене (в том числе в формате БРИКС) способно обеспечить и взаимовыгодное сотрудничество обеих стран в нефтегазовом секторе.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2).*

### Литература

1. Brazil Regulatory Framework. <https://www2.deloitte.com/br/en/pages/energy-and-resources/upstream-guide/articles/framework.html> (Дата обращения 30.04.2021).
2. Opportunities and challenges of natural gas and liquified natural gas in Brazil / Ed. by M.S. Edmilson, A.L. Abreu Netto, D. Peyerl. Rio de Janeiro: Letra Capital, 2020. 174 p.
3. Масепенанов А., Сумин А. Энергетическая политика Бразилии // Энергетическая политика. 2021. № 3(157). С. 58–79. [https://doi.org/10.46920/2409-5516\\_2021\\_3157\\_58](https://doi.org/10.46920/2409-5516_2021_3157_58)
4. Casey C. Is Brazil the energy power of the future (and always will be)? // Americas Quarterly. 2013. 24 July. <https://www.americasquarterly.org/fulltextarticle/is-brazil-the-energy-power-of-the-future-and-always-will-be/> (Дата обращения 30.04.2021).
5. Корольков А., Русакова Т. Борьба за подсолевую нефть Бразилии: мега-аукцион, который только начинается // Российский совет по международным делам. 2019. 21 ноября. <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/borba-za-podsolevuyu-neft-brazilii-mega-auksion-kotoryu-tolko-nachinaetsya/> (Дата обращения 30.04.2021).
6. Нефть и газ Бразилии // Neftegaz.Ru. 2017. 15 декабря. [https://neftegaz.ru/analysis/energy\\_policy/328533-neft-i-gaz-brazilii/](https://neftegaz.ru/analysis/energy_policy/328533-neft-i-gaz-brazilii/) (Дата обращения 30.04.2021).
7. 2020 BRICS Energy Report // BRICS Energy Research Cooperation Platform, October 2020. 144 p. <https://eng.brics-russia2020.ru/images/114/89/1148985.pdf> (Дата обращения 30.04.2021).

8. Brazil // International Energy Agency. <https://www.iea.org/countries/brazil> (Дата обращения 30.04.2021).
9. Our history // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/about-us/our-history/> (Дата обращения 30.04.2021).
10. Statistical Review of World Energy – all data, 1965–2019. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/year-in-review.html> (Дата обращения 30.04.2021).
11. Бразилия. Нефть в Бразилии (добыча и запасы нефти, бензин, дизель, этанол, стоимость топлива) // Russobras. <http://www.russobras.ru/petrol.php> (Дата обращения 30.04.2021).
12. BP Statistical Review of World Energy, 2020 (69<sup>th</sup> edition). 68 p. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (Дата обращения 30.04.2021).
13. Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность Бразилии // Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. 2019. 18 декабря. [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/articles/1/687](https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/687) (Дата обращения 30.04.2021).
14. World Energy Outlook 2020 // International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (Дата обращения 30.04.2021).
15. Policies: Resolution No 806 of 2020 from ANP // International Energy Agency. <https://www.iea.org/policies/11752-resolution-no-806-of-2020-from-anp> (Дата обращения 30.04.2021).
16. Consumer price consumption // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/composition-of-sales-prices-to-the-consumer/diesel/> (Дата обращения 30.04.2021).
17. Composition of consumer prices // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/composition-of-sales-prices-to-the-consumer/gasoline/> (Дата обращения 30.04.2021).
18. Preços // Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos> (Дата обращения 30.04.2021).
19. Supply of natural gas // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/supply-of-natural-gas/> (Дата обращения 30.04.2021).
20. MME – Government launches the “New Gas Market”, a milestone for Brazil // Brazil Energy Insight. 2019. 24 July. <https://brazilenergyinsight.com/2019/07/24/mme-government-launches-the-new-gas-market-a-milestone-for-brazil/> (Дата обращения 30.04.2021).
21. Valois D., Fischer G.B., Sarian A., Maggessi P. Brazil: new gas law approved // Global Compliance News. 2021. 9 April. <https://globalcompliancenews.com/brazil-new-gas-law-approved-23032021/> (Дата обращения 30.04.2021).

## Brazil's oil and gas sector: specifics, problems and development prospects

A.M. Mastepanov<sup>1,2\*</sup>, A.M. Sumin<sup>1\*\*</sup>

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

2 – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

E-mail: \*amastepanov@mail.ru, \*\*andrey-sumin@rambler.ru

**Abstract.** The article analyzes the state policy of Brazil in the oil and gas industry. It focuses on the specific features of the oil and gas sector and their impact on the formation of energy policy both on a national scale and at the level of individual regions of the country. It describes the state of the oil and gas industries and shows the dynamics of their development at the present stage. The reasons and features of liberalization of the oil and gas sector, as well as the hallmarks of the evolution of legal regulation in this sector, are revealed. The legal framework and policy documents that form the basis of Brazil's state policy on the development of hydrocarbon resources, as well as the powers of the Brazilian government bodies responsible for its implementation, are analyzed. The principles underlying the reform of the oil and gas sector are listed. The tariff and financial mechanism of regulation of the oil products market is described. The internal and external challenges faced by the sector are analyzed. The positive experience of the development of the Brazilian oil and gas sector, which may be in demand in Russia, is underlined.

**Keywords:** Brazil, oil and gas sector, oil industry, gas industry, Petrobras, National Agency for Oil, Natural Gas and Biofuels, hydrocarbons, natural gas, oil, natural rent, pre-salt formations, legal regulation, legal regime, liberalization, competitiveness.

**Citation:** Mastepanov A.M., Sumin A.M. Brazil's oil and gas sector: specifics, problems and development prospects // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 2(33). P. 52–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art5> (In Russ.).

### References

1. Brazil Regulatory Framework. <https://www2.deloitte.com/br/en/pages/energy-and-resources/upstream-guide/articles/framework.html> (Accessed on 30.04.2021).
2. Opportunities and challenges of natural gas and liquified natural gas in Brazil / Ed. by M.S. Edmilson, A.L. Abreu Netto, D. Peyerl. Rio de Janeiro: Letra Capital, 2020. 174 p.
3. Mastepanov A., Sumin A. Energy policy of Brazil // Energeticheskaya Politika. 2021. No. 3(157). P. 58–79. [https://doi.org/10.46920/2409-5516\\_2021\\_3157\\_58](https://doi.org/10.46920/2409-5516_2021_3157_58) (In Russ.).
4. Casey C. Is Brazil the energy power of the future (and always will be)? // Americas Quarterly. 2013. 24 July. <https://www.americasquarterly.org/fulltextarticle/is-brazil-the-energy-power-of-the-future-and-always-will-be/> (Accessed on 30.04.2021).
5. Korolkov A., Rusakova T. The fight for Brazil's pre-salt oil: a mega-auction that is just beginning // Russian International Affairs Council. 2019. 21 November. <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/borba-za-podsolevuyu-neft-brazilii-mega-auksion-kotoryy-tolko-nachinaetsya/> (Accessed on 30.04.2021). (In Russ.).
6. Brazilian oil and gas // Neftegaz.Ru. 2017. 15 December. [https://neftegaz.ru/analysis/energy\\_policy/328533-neft-i-gaz-brazilii/](https://neftegaz.ru/analysis/energy_policy/328533-neft-i-gaz-brazilii/) (Accessed on 30.04.2021). (In Russ.).

7. 2020 BRICS Energy Report // BRICS Energy Research Cooperation Platform, October 2020. 144 p. <https://eng.brics-russia2020.ru/images/114/89/1148985.pdf> (Accessed on 30.04.2021).
8. Brazil // International Energy Agency. <https://www.iea.org/countries/brazil/> (Accessed on 30.04.2021).
9. Our history // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/about-us/our-history/> (Accessed on 30.04.2021).
10. Statistical Review of World Energy – all data, 1965–2019. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/year-in-review.html> (Accessed on 30.04.2021).
11. Brazil. Oil in Brazil (oil production and reserves, gasoline, diesel, ethanol, fuel cost) // Russobras. <http://www.russobras.ru/petrol.php> (Accessed on 30.04.2021). (In Russ.).
12. BP Statistical Review of World Energy, 2020 (69<sup>th</sup> edition). 68 p. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (Accessed on 30.04.2021).
13. Brazil's oil and oil refining industry // Central Dispatching Department of Fuel Energy Complex. 2019. 18 December. [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/articles/1/687](https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/687) (Accessed on 30.04.2021). (In Russ.).
14. World Energy Outlook 2020 // International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (Accessed on 30.04.2021).
15. Policies: Resolution No 806 of 2020 from ANP // International Energy Agency. <https://www.iea.org/policies/11752-resolution-no-806-of-2020-from-anp> (Accessed on 30.04.2021).
16. Consumer price consumption // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/composition-of-sales-prices-to-the-consumer/diesel/> (Accessed on 30.04.2021).
17. Composition of consumer prices // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/composition-of-sales-prices-to-the-consumer/gasoline/> (Accessed on 30.04.2021).
18. Preços // Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos> (Accessed on 30.04.2021).
19. Supply of natural gas // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/supply-of-natural-gas/> (Accessed on 30.04.2021).
20. MME – Government launches the “New Gas Market”, a milestone for Brazil // Brazil Energy Insight. 2019. 24 July. <https://brazilenergyinsight.com/2019/07/24/mme-government-launches-the-new-gas-market-a-milestone-for-brazil/> (Accessed on 30.04.2021).
21. Valois D., Fischer G.B., Sarian A., Maggessi P. Brazil: new gas law approved // Global Compliance News. 2021. 9 April. <https://globalcompliancenews.com/brazil-new-gas-law-approved-23032021/> (Accessed on 30.04.2021).

## A brief bibliometric analysis of Web of Science publications on “Carbon” topic for 2019–2020

**B.N. Chigarev**

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: [bchigarev@ipng.ru](mailto:bchigarev@ipng.ru)

**Abstract.** A brief bibliometric analysis of 5,000 most cited scientific publications presented in the Web of Science database on the “Carbon” topic for 2019–2020 is done. It is shown that the world’s leading scientific centers of China, the United States, India, South Korea, Japan and Germany, as well as the Russian Academy of Sciences are involved in research on this topic. The following areas of scientific research were dominant: materials science, physical chemistry, nanotechnology, engineering chemistry, applied physics, energy, electrochemistry, ecology, condensed matter physics.

The clustering method based on the co-occurrence of the Author Keywords and the Keywords Plus of the Web of Science system revealed six areas of research: 1. catalysis, hydrogen production, carbon materials doped with nitrogen; 2. graphite/graphene-based energy storage systems; 3. sensors and emissions based on carbon quantum dots; 4. nanocomposites and their physical properties; 5. energy consumption and climate change; 6. adsorption and organic pollutants.

The author assumes the high potential of research on the co-production of hydrogen and graphite, which may combine the interests of hydrogen energy development and production of new materials.

**Keywords:** bibliometric analysis, Web of Science, scientometrics, carbon, graphene, hydrogen, catalysis, nanocomposites, energy storages.

**Citation:** Chigarev B.N. A brief bibliometric analysis of Web of Science publications on “Carbon” topic for 2019–2020 // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 2(33). P. 76–100. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art6>

### Introduction

The Paris Climate Agreement aims to keep global warming well below two degrees Celsius, which imposes limits on greenhouse gas emissions<sup>1</sup>.

On the other hand, the United Nations Sustainable Development Goal 7 (SDG7) implies universal access to affordable, reliable, sustainable and modern energy sources<sup>2</sup>. The energy sector (electricity, heat and transport) is responsible for 73.2% of greenhouse gas emissions<sup>3</sup>.

A compromise in solving these problems can be achieved by co-producing hydrogen and carbon from fossil energy sources, which does not

require the utilization of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), especially from natural gas.

For example, the leading corporations of Russia’s fuel and energy sector consider methane pyrolysis technology a promising way to enable the production of hydrogen and pure carbon<sup>4</sup>.

While the subject of hydrogen economy is well researched [1–3], the “production of materials based on carbon” direction is underrepresented in oil and gas studies. Thus, the query “carbon” in OnePetro, the online library of technical literature for the oil and gas industry, gets 17,327(2,702) publications for 2011–2020, while the query “carbon dioxide” OR “carbon capture” gets 7,080(1,175) papers, and the queries “carbon nanotube” and “graphene” get only 205 and 249(42) results respectively.

<sup>1</sup> The Paris Agreement. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

<sup>2</sup> Goal 7: Affordable and clean energy. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>

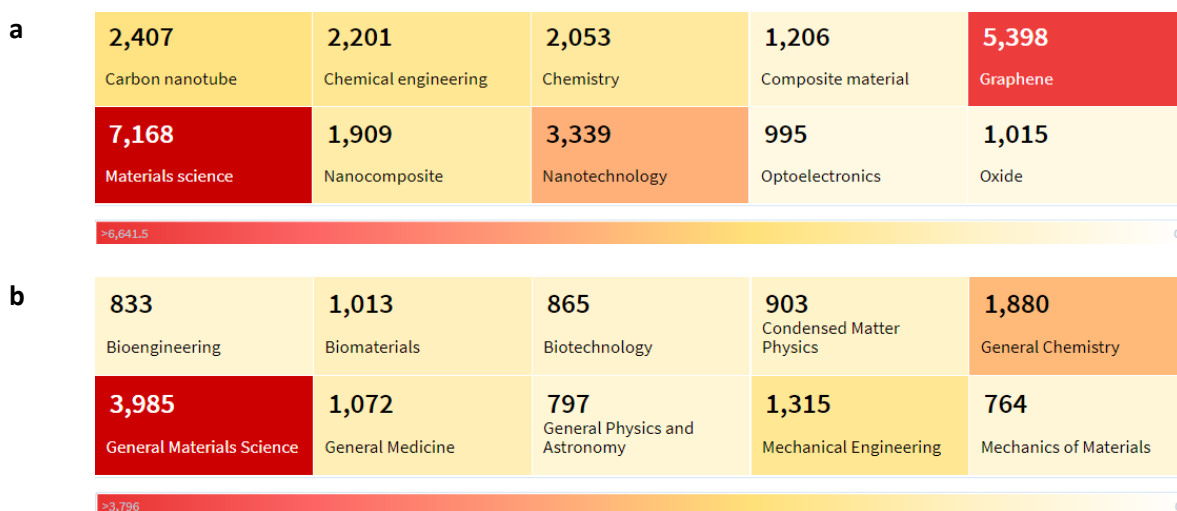
<sup>3</sup> Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from? <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>

<sup>4</sup> Russia in the global hydrogen race. <https://www.swp-berlin.org/en/publication/russia-in-the-global-hydrogen-race/>

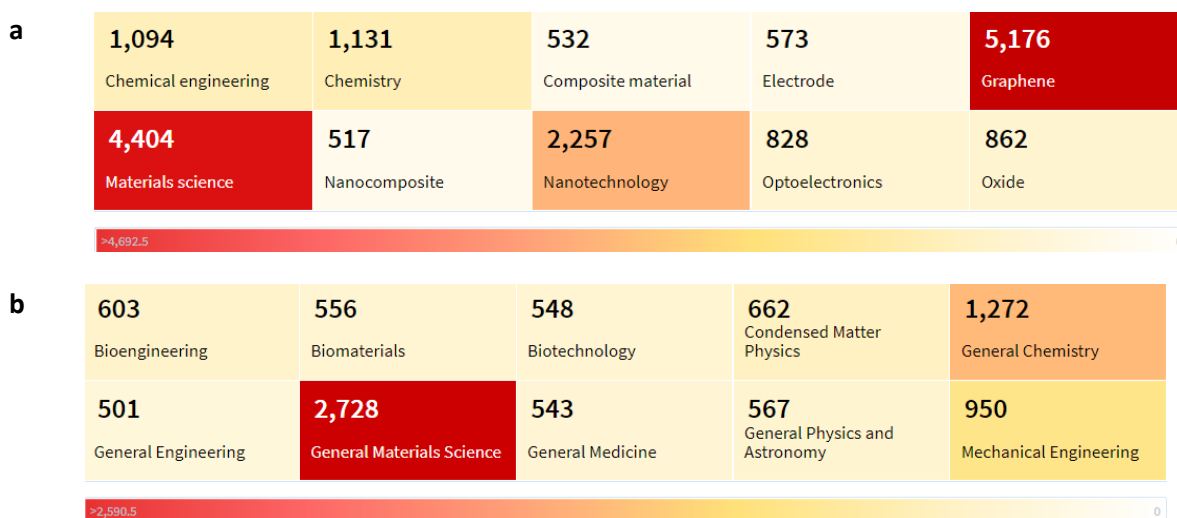
The number in parentheses refers to the articles in peer-reviewed journals. For comparison, in the Web of Science Core Collection, the queries: TOPIC: (“carbon nanotube”) and TOPIC: (graphene) get 125,350 and 217,689 results for the given years respectively.

To reduce the biases associated with a single abstract database and a broad query, TOPIC, I present for comparison the data of The Lens

database by the narrow queries: “Filters: Year Published = (2011–2020) Keyword = (Carbon Nanotubes)” obtains 2,624 records, while “Keyword = (Graphene)” obtains 5,783 records for the same period. To illustrate the topics of publications, I present graphs of the data in the “Fields of Study” and “Subject” fields for each of the queries (Fig. 1, 2).



**Fig. 1.** Distribution of publication topics for the query “Keyword = (Carbon Nanotubes)” by the fields:  
a – “Fields of Study”, b – “Subject”



**Fig. 2.** Distribution of publication topics for the query “Keyword = (Graphene)” by the fields:  
a – “Fields of Study”, b – “Subject”

In any data slice, the dominant topics are materials science, graphene, carbon nanotubes,

nanotechnology, condensed state physics and composites.

Such a huge number of peer-reviewed publications on the above queries aligns well with industry needs; for example, the carbon fiber market is expected to grow from \$4.7 billion in 2019 to \$13.3 billion by 2029, at an average annual growth rate of 11.0% over the period from 2019 to 2029<sup>5</sup>.

The global graphene market was estimated at \$78.7 million in 2019 and is expected to grow at a compound annual growth rate of 38.7% from 2020 to 2027<sup>6</sup>.

For the Russian fuel and energy sector, the rapidly developing market for carbon-based materials can be of great interest, so it is advisable to analyze the picture of scientific research on this topic.

### Materials

To build an overall picture of carbon-related scientific publications and to reduce selection biases, bibliometric data from the Web of Science (WoS) reference database were retrieved by the most general query:

TITLE: (carbon) and Timespan: 2019–2020 and Indexes: SCI-EXPANDED, ESCI.

A total of 58,924 results were obtained at the time of the query (28.10.2020). For further bibliometric analysis, I selected 5,000 most cited publications. At the same time, the bulk of the publications – 4,598 articles – falls on 2019, the papers of 2020 are not indexed in full, so the citation can only be evaluated later.

The choice of the base query was derived from the analysis of the test query data. The total number of publications indexed in the WoS for 2011–2020 for the query “carbon\* OR graphene\*” was:

– 1,125,785 publications when searching by all fields of the database;

– 1,074,048 documents when searching by the titles, Author Keywords and Keywords Plus (the index terms generated by the WoS by in-depth analysis of the references of the articles).

– 381,641 publications when narrowing the search to the presence of “carbon\* OR graphene\*” only in the titles.

By removing “graphene\*” from the query, I reduced the focus of interest on a specific type of material, by limiting the time interval to 2019–2020, I focused the interest on recent publications, which corresponds to the main objective of this paper: to analyze the current landscape of scientific publications on the topic “Carbon”.

The data from The Lens platform were additionally used to demonstrate the independence of the obtained results from the chosen abstract database.

### Methods

Following the aim of this study – to build the overall picture of carbon-related scientific publications – I used only bibliometric methods for assessing the co-occurrence of the sum of Author Keywords and Keywords Plus (clustering), as well as some data from the “Analysis of results” section of the WoS. For keyword clustering, I used the VOSviewer scientometric and bibliometric software [4, 5]. The total number of unique keywords in 5,000 publications were 18,985, with 975 words occurring more than nine times. The parameter of the minimum number of words in the cluster was chosen to be 100. The stability of clustering was checked by changing this parameter by  $\pm 20\%$ . This resulted in the identification of six clusters.

Keywords and other terms in the tables are given as they appear in the bibliometric data, enabling to use them in a further selection of materials by subject specialists.

For each cluster, I give examples of references to highly cited publications that illustrate the subject of this cluster well.

<sup>5</sup>Global carbon fiber market size.

<https://www.whatech.com/markets-research/materials-chemicals/705441-carbon-fiber-market-by-raw-material-pan-pitch-rayon-fiber-type-virgin-recycled-product-type-modulus-application-composite-non-composite-end-use-industry>

<sup>6</sup>Graphene market size.

<https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/graphene-industry>

### General bibliometric data on 58,924 publications

The processing of 58,924 bibliometric data gathered by the query: “TITLE: (carbon) and

Timespan: 2019–2020 and Indexes: SCI-EXPANDED, ESCI” revealed the distribution of publication activity by country and source of funding (Table 1).

Table 1

Distribution of publication activity by country and funding sources

Countries	Records	Funding Agencies	Records
Peoples R China	26,488	National Natural Science Foundation of China NSFC	18,356
USA	8,167	Fundamental Research Funds for the Central Universities	2,938
India	3,610	National Key Research and Development Program of China	1,688
South Korea	2,985	China Postdoctoral Science Foundation	1,679
Japan	2,778	National Science Foundation NSF	1,569
Germany	2,663	National Key R&D Program of China	1,234
Iran	2,213	Ministry of Education Culture Sports Science and Technology Japan MEXT	1,032
England	2,183	European Union EU	922
Australia	2,155	Japan Society for the Promotion of Science	880
Canada	1,590	United States Department of Energy DOE	865
<b>Russia</b>	<b>1,575</b>	Natural Science Foundation of Jiangsu Province	798
France	1,555	China Scholarship Council	790
Spain	1,411	National Council for Scientific and Technological Development CNPG	703
Italy	1,263	Australian Research Council	641
Brazil	1,247	Chinese Academy of Sciences	641
Saudi Arabia	950	CAPES	633
Turkey	910	German Research Foundation DFG	626
Taiwan	897	Natural Science Foundation of Shandong Province	615
Malaysia	852	Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada	595
Poland	838	Grants-in-Aid for Scientific Research (KAKENHI)	586

Table 1 indicates that the dominance of carbon-related publications from China correlates well with the list of funders, which are also predominantly Chinese. India has good publication activity, largely due to extensive collaboration with other countries. The US and European researchers also rely on good funding: National Science Foundation; European Union; United States Department of Energy (DOE); German Research Foundation. Research in Japan is supported by Ministry of Education, Culture, Sports Science and Technology Japan (MEXT) and Grants-in-Aid for Scientific Research (KAKENHI).

The fact that Russia occupies an intermediate position between Canada and France indicates that Russian researchers pay considerable attention to the topic in question. Two factors

should be taken into account: less involvement of Russian research institutions in international cooperation compared to the institutions of China, the United States and Europe, and the fact that a significant part of the research results is published in Russian-language journals that are not indexed in the Web of Science.

Worth noting is the high publication activity of Iran, which is under stronger sanctions than Russia but is better represented in the publications in highly ranked journals.

Most frequent are the publications in these seven languages (of the total number of 58,924): English (58,147); Chinese (333); Spanish (77); Korean (76); Russian (67); German (66); Japanese (44).



Further, I analyzed the distribution of publication activity by the WoS categories and journal titles (Table 2). Table 2 indicates that the WoS categories are dominated by sections related to materials science, chemistry, condensed state physics, metallurgy, polymers, nanotechnology and energy. The journal titles in the second column of the table agree well with the WoS categories, with journals publishing articles on various topics

in chemistry and materials science predominating. Of particular note is the International Journal of Hydrogen Energy (h-index=202), which is the official publication of the International Association for Hydrogen Energy. Sections on “hydrogen fuel cells”, “electrolysis of water to produce hydrogen” and “hydrogen storage using nanomaterials” all involve the development of new materials based on various forms of graphite.

Table 2

**Distribution of publication activity by the WoS categories and journal titles**

WoS categories	Records	Source titles	Records
Materials Science Multidisciplinary	14,171	Carbon (Q1)	974
Chemistry Physical	10,243	Chemical Engineering Journal (Q1)	737
Chemistry Multidisciplinary	7,808	Applied Surface Science (Q1)	732
Environmental Sciences	6,499	Electrochimica Acta (Q1)	722
Nanoscience Nanotechnology	5,323	ACS Applied Materials Interfaces (Q1)	693
Engineering Chemical	5,186	Journal of Cleaner Production (Q1)	672
Physics Applied	5,030	Science of the Total Environment (Q1)	645
Energy Fuels	4,841	Journal of Alloys and Compounds (Q1)	639
Electrochemistry	3,856	Journal of Materials Chemistry A (Q1)	622
Engineering Environmental	3,088	RSC Advances (Q2)	552
Physics Condensed Matter	3,023	ACS Sustainable Chemistry Engineering (Q1)	487
Chemistry Analytical	2,514	Abstracts of Papers of the American Chemical Society	485
Green Sustainable Science Technology	2,302	<b>International Journal of Hydrogen Energy (Q2)</b>	451
Metallurgy Metallurgical Engineering	1,885	Environmental Science and Pollution Research (Q2)	443
Polymer Science	1,822	Scientific Reports (Q1)	441
Multidisciplinary Sciences	1,632	Journal of Colloid and Interface Science (Q1)	439
Materials Science Coatings Films	1,589	Materials (Q2)	403
Materials Science Composites	1,566	Journal of Power Sources (Q1)	378
Geosciences Multidisciplinary	1,112	Nanoscale (Q1)	354
Soil Science	1,059	Nanomaterials (Q1)	337

Note: Journal quartile membership was determined by the Journal Citation Reports category with the highest score in the WoS.

Ten organizations/affiliations with the highest publication activity are: Chinese Academy of Sciences (3897); University of Chinese Academy of Sciences CAS (1,394); Centre national de la recherche scientifique (1,070); *Russian Academy of Sciences* (827); University of California System (800); United States Department of Energy (794); Indian Institute of Technology System (748); Tsinghua University (671); University of Science Technology of China (574); Helmholtz Association (569).

#### **Bibliometric analysis of the 5,000 most highly cited articles revealing the dominant areas of research**

Research topics are described well both by Author Keywords and by Keywords Plus generated by the WoS system (Table 3). Table 3 indicates that the most frequent are the keywords associated with graphene, carbon nanomaterials, graphene oxide, carbon nanotubes, nanocomposites and graphene quantum dots.

Table 3

**The 40 most frequent keywords  
in 5,000 highly cited publications 2019–2020 (data retrieved 28.10.2020)**

Keyword	Occurrence	Keyword	Occurrence
performance**	804	catalysts	209
graphene*	766	carbon nanotubes*	198
nanoparticles*	669	oxide	195
nanosheets*	500	oxygen reduction reaction	188
nitrogen	361	removal	178
adsorption	328	supercapacitor***	178
porous carbon*	318	storage***	175
water	316	degradation	170
nanotubes*	315	reduced graphene oxide	165
composite	314	metal-organic frameworks	163
composites	284	energy	162
activated carbon	278	oxidation	162
graphene oxide*	258	biomass	161
facile synthesis	254	energy-storage***	161
nanocomposites*	251	quantum dots*	161
efficient	242	nanocomposite*	156
fabrication	238	graphene quantum dots*	152
reduction	227	high-performance**	150
electrode	217	oxygen reduction	144
electrodes	216	behavior	143

Note: the single (\*), double (\*\*) and triple (\*\*\*) asterisks indicate terms that might be conventionally assigned to the same cluster. For example: supercapacitor\*\*\*, storage\*\*\*, energy-storage\*\*\*.

The keyword “performance” comes first in terms of frequency; the examples of phrases with it in the full texts are: catalytic performance, high-performance lithium-sulfur batteries, electromechanical performance, electrocatalytic performance, photocatalytic performance, electrochemical performance, storage performance, high-performance anode materials, high-performance composites. This indicates the high importance of the examined subject for applied research, which is also confirmed by such keywords as: manufacturing, supercapacitor, storage, degradation, metal-organic framework, energy accumulation.

**Clustering of keywords  
based on their co-occurrence  
in the 5,000 most cited  
publications**

For a detailed study of the “Carbon” topic, I used the clustering of keywords based on their co-occurrence in the 5,000 most cited publications.

VOSviewer, a program designed to build and visualize bibliometric data networks, was used for keyword clustering.

Keyword clustering (Author + KeyWords Plus) was performed under the following conditions: out of 18,985 keywords, 975 keywords were selected that occurred more than nine times, while each cluster included at least 100 keywords.

Six clusters were obtained:

1. catalysis, hydrogen-production, nitrogen-doped carbon;
2. graphite/graphene-based energy storage systems;
3. sensors and emissions based on carbon quantum dots;
4. nanocomposites and their physical properties;
5. energy consumption and climate change;
6. adsorption and organic pollutants.

Their main features are presented below in tables and graphs. The stability of clustering was checked by changing of the minimum number of keywords in the cluster by  $\pm 20\%$ .

In compiling the summary tables for each of the six clusters, 40 of the most frequent keywords were selected and used to describe the cluster theme.

The tables contain the following fields: label (keyword name), keyword occurrence and the average citation of the publications in which this keyword appears.

It should be noted that the average citation of a keyword is determined by the average citation of the articles whose entries contain this term in the Author keywords and Keywords Plus fields. This value can be retrieved from the GML files generated by VOSViewer.

In addition to the tables, graphs of the relationships between terms are presented for the two most frequent terms in each cluster. Such data presentation makes it possible to demonstrate the relationship between terms not only within a cluster but also between clusters.

The results of the bibliometric analysis for the first cluster are presented in Table 4 and Fig. 3 and 4.

Table 4

**The 40 most frequent keywords within the Cluster 1  
and the average citations of publications associated with a keyword**

Label	Occurrence	Average citations	Label	Occurrence	Average citations
nitrogen <sup>^</sup>	361	23.2	electrocatalysis*	88	<b>26.0</b>
water	316	22.5	iron	86	20.9
facile synthesis	254	23.5	oxygen**	85	23.0
efficient	242	23.3	CO <sub>2</sub> reduction	84	25.7
reduction	227	21.2	electrocatalyst*	82	23.0
catalysts*	209	22.9	hydrogen evolution** reaction	79	25.3
oxygen reduction** reaction	188	<b>26.4</b>	active-sites	77	25.9
degradation	170	20.0	sulfur	75	21.7
metal-organic frameworks	163	25.0	TiO <sub>2</sub>	74	17.7
oxidation**	162	20.6	construction	71	24.9
oxygen reduction**	144	25.1	dioxide	69	21.4
catalyst*	140	20.6	oxygen evolution reaction	67	24.3
electrocatalysts*	137	<b>27.3</b>	CO	66	19.7
evolution	136	24.8	nitrogen-doped carbon <sup>^</sup>	64	23.0
highly efficient	132	23.0	doped carbon	62	23.8
conversion	130	21.0	hydrogen**	62	20.7
hydrogen evolution**	130	<b>30.5</b>	carbon nitride <sup>^</sup>	58	<b>27.3</b>
metal-organic framework	127	20.8	g-C <sub>3</sub> N <sub>4</sub> nanosheets <sup>^</sup>	58	22.9
photocatalysis*	123	<b>26.0</b>	graphitic carbon nitride <sup>^</sup>	58	23.5
g-C <sub>3</sub> N <sub>4</sub> <sup>^</sup>	103	22.6	N-doped carbon <sup>^</sup>	58	22.5

Note: Contextually related terms are marked by the symbols \* and \*\*. Nitrogen-related terms are marked by the symbol <sup>^</sup>.

This cluster can be conditionally labelled “Catalysis, hydrogen-production, nitrogen-doped carbon”. Several categories of keywords correspond with this label: electrocatalysis, photocatalysis, hydrogen evolution, oxygen evolution reaction, as well as the most cited publications mentioning electro- and

photocatalysis, hydrogen evolution [6, 7]; the keywords related to carbon nitride (carbon nitride, graphitic carbon nitride, nanosheets, g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub>) and the corresponding publications [8–11]. Noteworthy is the frequent mention of nitrogen-doped carbon, which is considered to be a promising type of cathode catalyst [12–15].

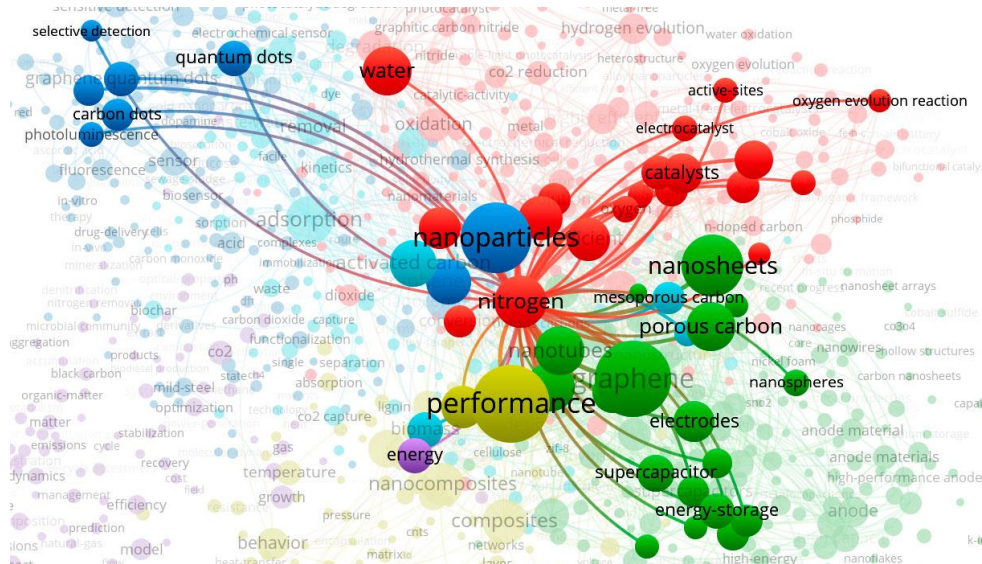


Fig. 3. Cluster 1. The main links of the term “nitrogen” with the other terms

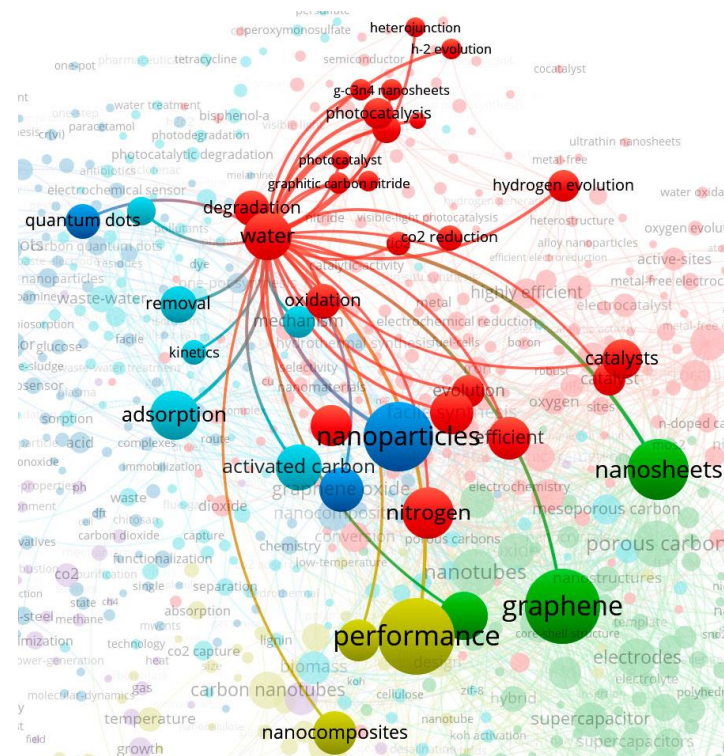


Fig. 4. Cluster 1. The main links of the term “water” with the other terms

The results of the bibliometric analysis for the second cluster are presented in Table 5 and Fig. 5 and 6.

Table 5

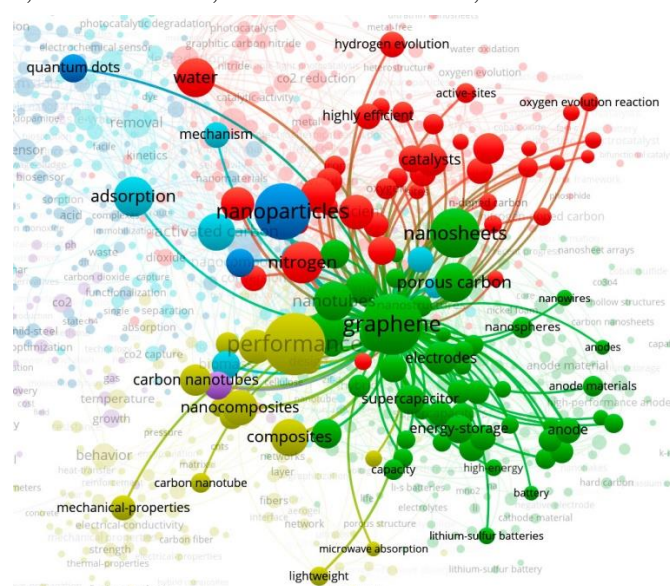
**The 40 most frequent keywords within the Cluster 2 and the average citations of publications associated with a keyword**

Label	Occurrence	Average citations	Label	Occurrence	Average citations
graphene*	766	22.0	high-capacity**	107	23.8
nanosheets*	500	23.3	lithium**	107	23.2
porous carbon*	318	23.9	hybrid	98	22.4
nanotubes*	315	21.3	nanostructures*	94	23.6
composite	314	21.6	carbon	89	23.0
electrode**	217	22.5	nanospheres*	88	24.6
electrodes**	216	23.8	anode materials**	82	25.1
oxide	195	20.6	batteries**	80	24.5
supercapacitor**	178	19.1	capacity**	80	22.3
storage**	175	21.8	arrays	79	22.8
reduced graphene oxide	165	22.7	anode material**	78	23.0
energy-storage**	161	23.5	spheres	77	19.6
high-performance	150	23.8	capacitance**	74	20.8
anode**	132	22.6	nanocrystals	73	23.1
cathode**	130	21.0	sodium-ion batteries	73	26.6
electrochemical performance**	128	22.4	doped graphene*	69	27.7
supercapacitors**	127	18.4	graphite	69	22.4
electrode materials**	114	20.3	hierarchical porous carbon	67	19.0
nanofibers*	114	24.8	lithium-ion**	64	23.5
microspheres	112	27.4	shell	64	22.2

Note: Contextually related terms are marked by the symbols \* and \*\*.

The conditional name for the cluster is “Graphite/graphene-based energy storage systems”. Corresponding keywords: graphene, porous carbon, nanotubes, nanostructures, nano-

particles, nanocrystals, doped graphene, electrode materials, anode, cathode, electrochemical characteristics, supercapacitors, high capacity, lithium, sodium-ion and lithium-ion batteries.



**Fig. 5.** Cluster 2. The main links of the term “graphene” with the other terms



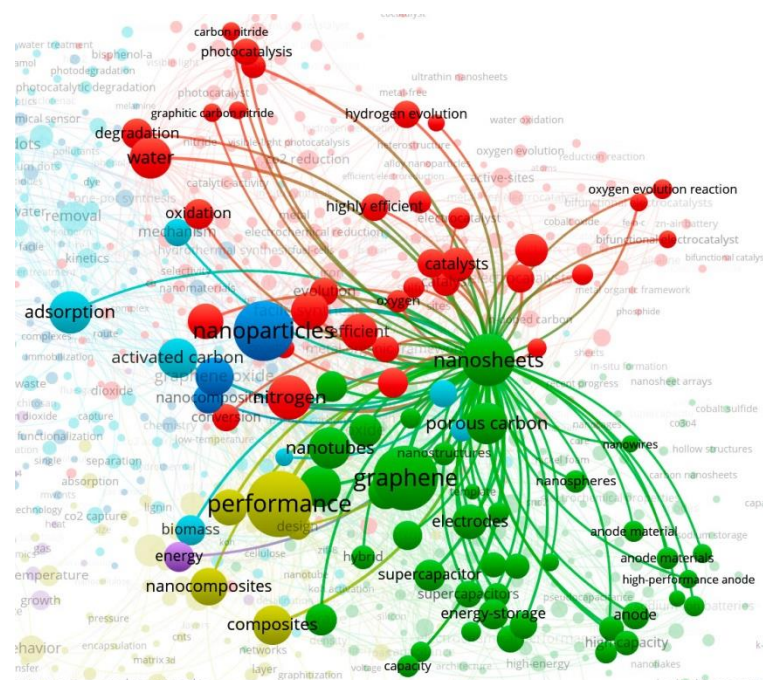


Fig. 6. Cluster 2. The main links of the term “nanosheets” with the other terms

This cluster is represented by the publications [16–21].

The results of the bibliometric analysis for the third cluster are presented in Table 6 and Fig. 7 and 8.

Table 6

**The 40 most frequent keywords within the Cluster 3  
and the average citations of publications associated with a keyword**

Label	Occurrence	Average citations	Label	Occurrence	Average citations
nanoparticles	669	20.4	chemistry	48	19.3
graphene oxide	258	23.2	mild-steel	47	16.5
quantum dots*	161	20.8	green	46	20.5
nanocomposite	156	19.9	emission	45	16.2
graphene quantum dots*	152	21.5	functionalization	44	20.0
carbon dots*	130	19.4	ions	44	18.6
sensor**	119	17.1	biosensor**	41	19.1
nanodots*	115	18.2	luminescence**	41	19.5
green synthesis	83	20.5	hydrogen-peroxide	40	18.4
photoluminescence**	79	18.2	electrochemical sensor**	37	16.3
sensitive detection**	73	19.6	ascorbic-acid	34	19.1
one-step synthesis	67	31.0	glucose	33	17.9
acid	66	18.2	voltammetric determination**	33	17.6
fluorescence**	65	17.7	probe**	32	17.3
hydrothermal synthesis	63	20.0	label-free detection	31	34.6
one-pot synthesis	62	28.4	dopamine	30	16.8
carbon quantum dots*	58	23.3	extraction	30	16.9
gold nanoparticles	58	21.2	sensors**	30	17.9
selective detection**	58	18.3	complexes	29	17.0
nanomaterials	51	19.5	derivatives	29	15.7

Note: Contextually related terms are marked by the symbols \* and \*\*.

The conditional name for the cluster is “Sensors and emissions based on carbon quantum dots”. Corresponding keywords: graphene/carbon quantum dots, nanodots,

sensors, selective detection, biosensor, electrochemical sensors, voltammetric determination, probe, label-free detection, fluorescence, luminescence.

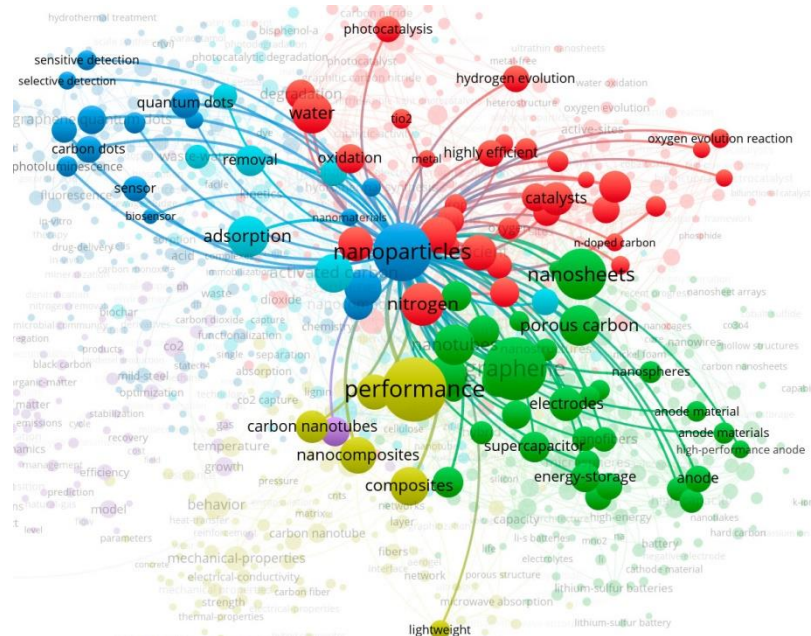


Fig. 7. Cluster 3. The main links of the term “nanoparticles” with the other terms

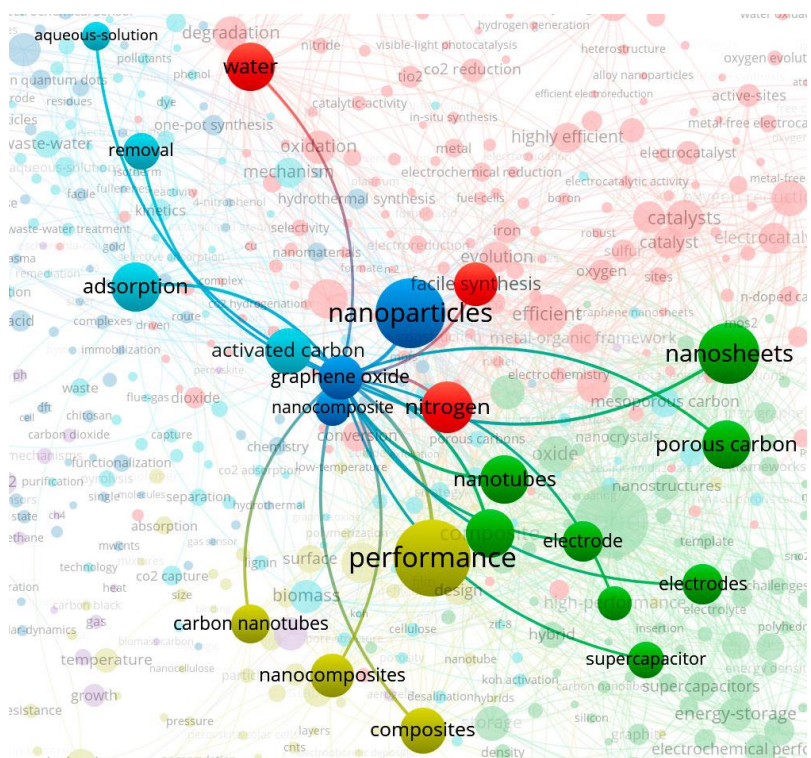


Fig. 8. Cluster 3. The main links of the term “graphene oxide” with the other terms

This cluster is represented by the publications [22–27].

The results of the bibliometric analysis for the fourth cluster are presented in Table 7 and Fig. 9 and 10.

Table 7

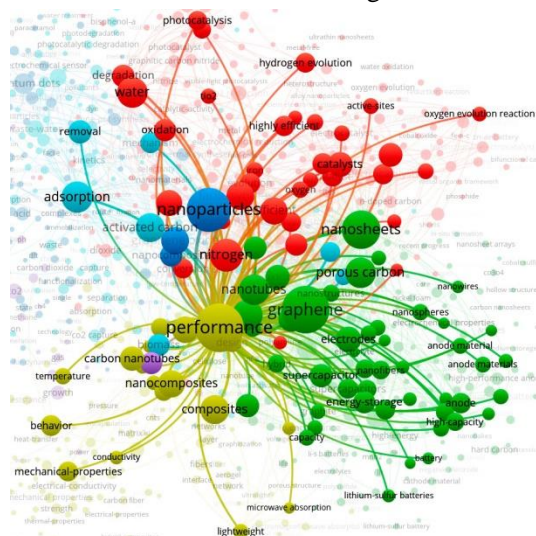
**The 40 most frequent keywords within the Cluster 4 and the average citations of publications associated with a keyword**

Label	Occurrence	Average citations	Label	Occurrence	Average citations
performance	804	21.1	electrical-conductivity**	45	23.1
composites*	284	21.4	microstructure**	43	19.9
nanocomposites*	251	22.0	morphology**	43	18.6
fabrication	238	20.3	strength**	43	17.4
carbon nanotubes*	198	20.9	layer	42	20.3
behavior**	143	17.8	mechanical properties**	41	20.3
mechanical-properties**	126	19.1	networks	41	23.0
design**	121	21.5	dispersion**	40	16.3
stability**	116	18.9	microwave absorption**	39	29.1
surface	114	17.9	deposition	36	20.4
temperature**	88	22.2	particles	35	18.1
carbon nanotube*	78	16.3	thermal-conductivity**	34	22.4
lightweight	72	25.5	polymers*	33	25.8
enhancement	70	22.9	network	31	19.5
films	68	22.6	polymer composites*	31	18.9
conductivity	58	20.1	resistance**	31	19.4
fibers	54	24.3	thin-films	31	24.0
foam	53	20.2	matrix	30	22.0
polymer	50	19.4	surface modification**	30	25.0
absorption	48	21.0	carbon fiber*	28	17.4

Note: Contextually related terms are marked by the symbols \* and \*\*.

The conditional name for the cluster is “Nanocomposites and their physical properties”. Corresponding keywords: composites, nanocomposites, carbon nanotubes, polymer composites, thin-films, carbon fiber, electrical properties, elastic properties, mechanical

properties, thermal-properties, stability, surface, temperature, light weight, conductivity, absorption, electrical conductivity, microstructure, strength, electromagnetic-wave absorption, resistance, surface modification, fabrication, design.



**Fig. 9. Cluster 4.** The main links of the term “performance” with the other terms



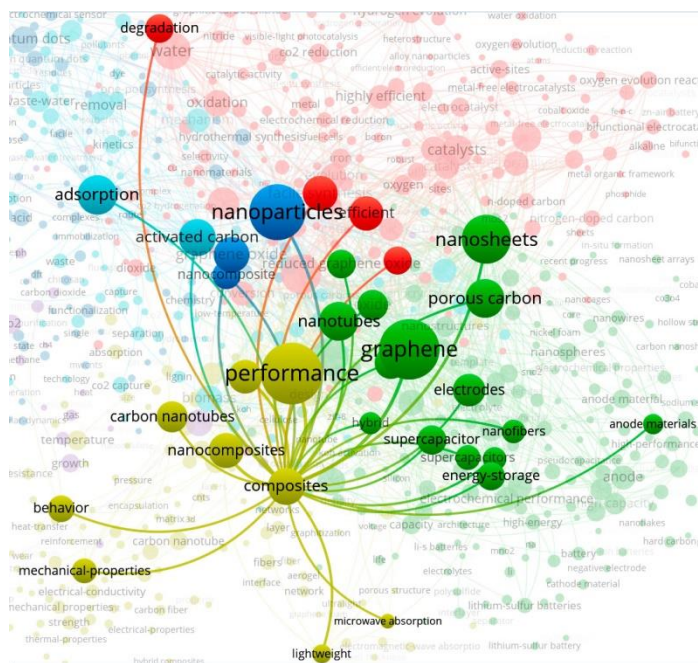


Fig. 10. Cluster 4. The main links of the term “composites” with the other terms

This cluster is represented by the publications [28–32].

The results of the bibliometric analysis for the fifth cluster are presented in Table 8 and Fig. 11 and 12.

Table 8

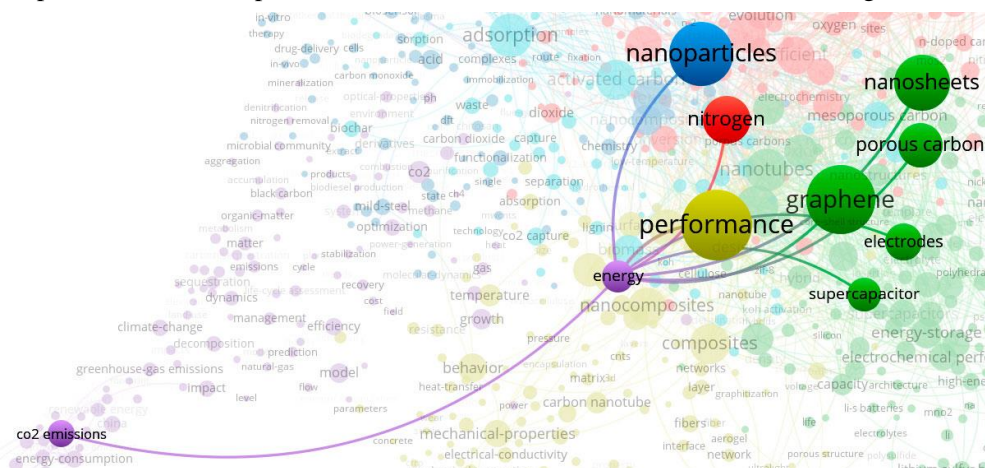
The 40 most frequent keywords within the Cluster 5  
and the average citations of publications associated with a keyword

Label	Occurrence	Average citations	Label	Occurrence	Average citations
energy*	162	21.2	matter	34	19.0
CO <sub>2</sub> emissions**	115	22.4	system	34	17.8
CO <sub>2</sub> **	84	19.6	greenhouse-gas** emissions	33	15.9
growth	75	21.3	gas**	31	16.4
model	69	17.6	sequestration	31	16.2
energy-consumption*	54	22.3	carbon dioxide**	29	23.2
efficiency*	53	18.6	management	29	16.4
climate-change**	49	21.1	emissions**	28	17.1
optimization*	49	17.3	organic-matter	28	17.1
impact**	48	16.6	pH	28	19.4
China**	46	19.3	black carbon	27	16.0
decomposition	43	18.7	financial development	26	26.2
transport*	40	21.1	methane**	26	16.2
dynamics	39	15.9	optical-properties	25	16.7
dioxide emissions**	38	25.1	urbanization	25	19.4
mechanisms	36	22.0	aerogels	24	22.3
renewable energy*	36	24.6	climate change**	24	16.5
environmental kuznets curve**	35	29.2	life-cycle assessment	23	18.7
carbon emissions**	34	22.4	recovery	23	20.0
economic-growth*	34	19.4	systems	23	14.5

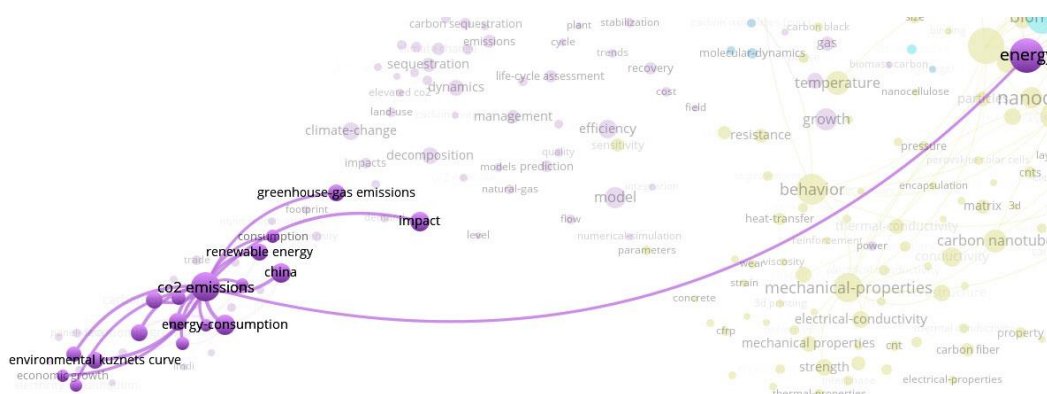
Note: Contextually related terms are marked by the symbols \* and \*\*.

The conditional name of the cluster is “Energy consumption and climate change”. Corresponding keywords: energy consumption, efficiency, optimization, transport, renewable

energy, management, financial development, economic growth, urbanization, life-cycle assessment, CO<sub>2</sub> emissions, environmental Kuznets curve, climate change.



**Fig. 11.** Cluster 5. The main links of the term “energy” with the other terms



**Fig. 12.** Cluster 5. The main links of the term “CO<sub>2</sub> emissions” with the other terms

This cluster is represented by the publications [33–37].

The results of the bibliometric analysis for the sixth cluster are presented in Table 9 and Fig. 13 and 14.

Table 9

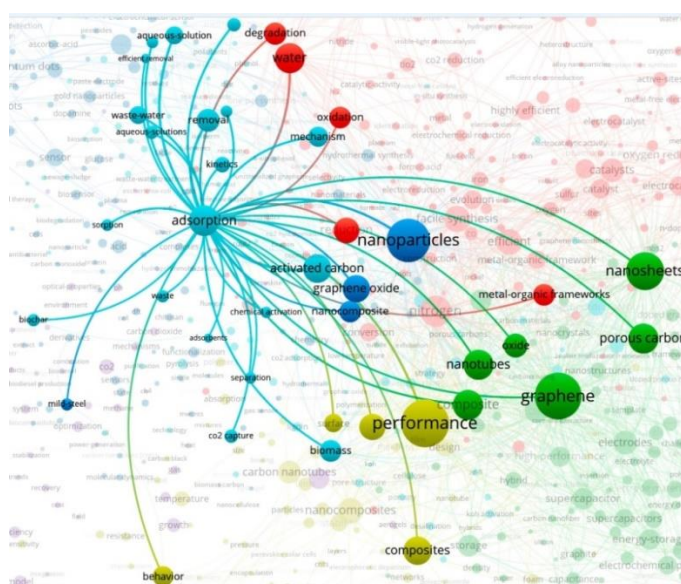
**The 40 most frequent keywords within the Cluster 6 and the average citations of publications associated with a keyword**

Label	Occurrence	Average citations	Label	Occurrence	Average citations
1	2	3	4	5	6
nitrogen^	361	23.2	electrocatalysis*	88	<b>26.0</b>
water	316	22.5	iron	86	20.9
facile synthesis	254	23.5	oxygen**	85	23.0
efficient	242	23.3	CO <sub>2</sub> reduction	84	25.7
reduction	227	21.2	electrocatalyst*	82	23.0
catalysts*	209	22.9	hydrogen evolution** reaction	79	25.3
oxygen reduction** reaction	188	<b>26.4</b>	active-sites	77	25.9
degradation	170	20.0	sulfur	75	21.7
metal-organic frameworks	163	25.0	TiO <sub>2</sub>	74	17.7
oxidation**	162	20.6	construction	71	24.9

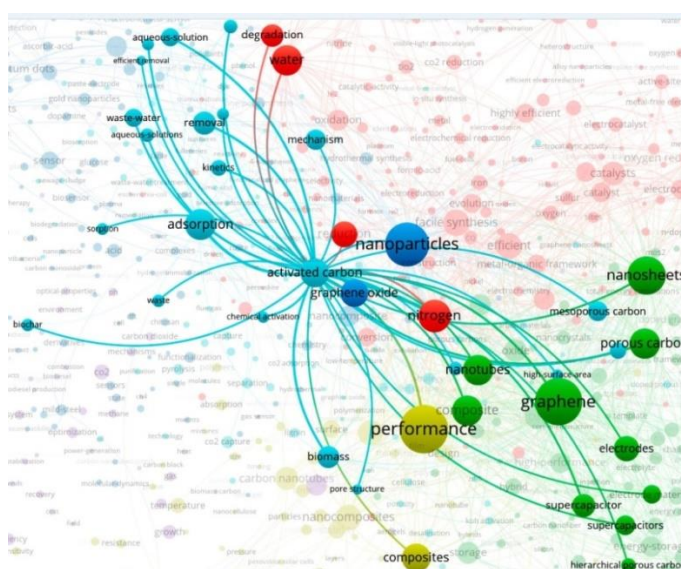
Table 9 continued

1	2	3	4	5	6
oxygen reduction**	144	25.1	dioxide	69	21.4
catalyst*	140	20.6	oxygen evolution reaction	67	24.3
electrocatalysts*	137	<b>27.3</b>	CO	66	19.7
evolution	136	24.8	nitrogen-doped carbon^	64	23.0
highly efficient	132	23.0	doped carbon	62	23.8
conversion	130	21.0	hydrogen**	62	20.7
hydrogen evolution**	130	<b>30.5</b>	carbon nitride^	58	<b>27.3</b>
metal-organic framework	127	20.8	g-C <sub>3</sub> N <sub>4</sub> nanosheets^	58	22.9
photocatalysis*	123	<b>26.0</b>	graphitic carbon nitride^	58	23.5
g-C <sub>3</sub> N <sub>4</sub> ^	103	22.6	N-doped carbon^	58	22.5

Note: Contextually related terms are marked by the symbols \* and \*\*. Nitrogen-related terms are marked by the symbol ^.



**Fig. 13.** Cluster 6. The main links of the term “adsorption” with the other terms



**Fig. 14.** Cluster 6. The main links of the term “activated carbon” with the other terms

This cluster is represented by the publications [38–43].

The conditional name of this cluster is “Adsorption and organic pollutants”. Corresponding keywords: adsorption, activated carbon, mesoporous carbon, adsorbent, separation, sorption, chemical activation, high-surface-area, biomass, organic pollutants, wastewater treatment.

### Conclusions

1. The brief bibliometric analysis of scientific publications on “Carbon” topic indicated a high level of applied research in the following Web of Science categories: Materials Science (Ceramics, Composites); Physical Chemistry; Condensed Matter Physics; Polymer Science; Nanoscience and Nanotechnology; Metallurgy and Metallurgical Engineering; Energy and Fuels. This knowledge can provide a foundation for the development of technology and the production of carbon-based materials.

2. The wide involvement of the world’s leading economies in research on this topic was revealed. The good positions of Russia and the Russian Academy of Sciences in the research on carbon-based materials, the importance of the fuel and energy sector for the economy and the necessity of its transformation to achieve the United Nations Sustainable Development Goals make the subject of combining the tasks of hydrogen energy and carbon-based materials

production relevant for applied and fundamental science.

3. The clustering method based on the co-occurrence of keywords yielded the six areas of research, which can be conventionally labelled as:

1) catalysis, hydrogen-production, nitrogen-doped carbon;

2) graphite/graphene-based energy storage systems;

3) sensors and emissions based on carbon quantum dots;

4) nanocomposites and their physical properties;

5) energy consumption and climate change;

6) adsorption and organic pollutants.

The topic of hydrogen energy is well traced in the studies related to carbon-based materials.

The research area of hydrogen and graphite co-production is highly relevant, since it combines the needs of hydrogen energy development, graphite-based materials production (particularly for renewable energy purposes) and the objectives of CO<sub>2</sub> emission reduction [44–50].

Especially important are the studies on the production of hydrogen by thermochemical pyrolysis of CH<sub>4</sub> using a carbon catalyst and solar energy, which produces hydrogen and black carbon without generating CO<sub>2</sub> [51–52].

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № AAAA-A19-119013190038-2).*

### References

1. Staffell I., Scamman D., Velazquez Abad A. et al. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system // Energy & Environmental Science. 2019. Vol. 12, No. 2. P. 463–491. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>
2. The future of hydrogen. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. 2019. 203 p. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (Accessed on 27.05.2021).
3. The hydrogen economy – a path towards low carbon development. SKOLKOVO Energy Centre, Moscow School of Management SKOLKOVO. 2019. 62 p. [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_Hydrogen-economy\\_Eng.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Eng.pdf) (Accessed on 27.05.2021).
4. van Eck N.J., Waltman L. Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping // Scientometrics. 2010. Vol. 84, No. 2. P. 523–538. <https://doi.org/10.1007/s11192-009-0146-3>

5. *Perianes-Rodriguez A., Waltman L., van Eck N.J.* Constructing bibliometric networks: a comparison between full and fractional counting // *Journal of Informetrics*. 2016. Vol. 10, No. 4. P. 1178–1195. <https://doi.org/10.1016/j.joi.2016.10.006>
6. *Zhu J., Hu L., Zhao P.* et al. Recent advances in electrocatalytic hydrogen evolution using nanoparticles // *Chemical Reviews*. 2020. Vol. 120, No. 2. P. 851–918. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.9b00248>
7. *Abdelhamid H.N.* A review on hydrogen generation from the hydrolysis of sodium borohydride // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021. Vol. 46, No. 1. P. 726–765. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.186>
8. *Cao S., Low J., Yu J., Jaroniec M.* Polymeric Photocatalysts Based on Graphitic Carbon Nitride // *Advanced Materials*. 2015. Vol. 27, No. 13. P. 2150–2176. <https://doi.org/10.1002/adma.201500033>
9. *Ong W.-J., Tan L.-L., Ng Y.H.* et al. Graphitic carbon nitride (g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub>)-based photocatalysts for artificial photosynthesis and environmental remediation: are we a step closer to achieving sustainability? // *Chemical Reviews*. 2016. Vol. 116, No. 12. P. 7159–7329. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.6b00075>
10. *Orooji Y., Ghanbari M., Amiri O., Salavati-Niasari M.* Facile fabrication of silver iodide/graphitic carbon nitride nanocomposites by notable photo-catalytic performance through sunlight and antimicrobial activity // *Journal of Hazardous Materials*. 2020. Vol. 389. P. 122079. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2020.122079>
11. *Wang Q., Domen K.* Particulate photocatalysts for light-driven water splitting: mechanisms, challenges, and design strategies // *Chemical Reviews*. 2020. Vol. 120, No. 2. P. 919–985. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.9b00201>
12. *Li Z., Ji S., Liu Y., Cao X.* et al. Well-Defined materials for heterogeneous catalysis: from nanoparticles to isolated single-atom sites // *Chemical Reviews*. 2020. Vol. 120, No. 2. P. 623–682. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.9b00311>
13. *Liu P., Gao S., Wang Y., Huang Y.* et al. Carbon nanocages with N-doped carbon inner shell and Co/N-doped carbon outer shell as electromagnetic wave absorption materials // *Chemical Engineering Journal*. 2020. Vol. 381. P. 122653. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2019.122653>
14. *Wang H., Maiyalagan T., Wang X.* Review on recent progress in nitrogen-doped graphene: synthesis, characterization, and its potential applications // *ACS Catalysis*. 2012. Vol. 2, No. 5. P. 781–794. <https://doi.org/10.1021/cs200652y>
15. *Wang Y., Ding B., Guo D.* et al. A novel way to synthesize nitrogen and oxygen co-doped porous carbon for high performance supercapacitors // *Microporous and Mesoporous Materials*. 2019. Vol. 282. P. 114–120. <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2019.03.031>
16. *Abdel Maksoud, M.I.A., Fahim, R.A., Shalan, A.E.* et al. Advanced materials and technologies for supercapacitors used in energy conversion and storage: a review // *Environmental Chemistry Letters*. 2020. Vol. 19, No. 1. P. 375–439. <https://doi.org/10.1007/s10311-020-01075-w>
17. *Pandolfo A.G., Hollenkamp A.F.* Carbon properties and their role in supercapacitors // *Journal of Power Sources*. 2006. Vol. 157, No. 1. P. 11–27. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2006.02.065>
18. *Yuan C., Wu H.B., Xie Y., Lou X.W.D.* Mixed transition-metal oxides: design, synthesis, and energy-related applications // *Angewandte Chemie International Edition*. 2014. Vol. 53, No. 6. P. 1488–1504. <https://doi.org/10.1002/anie.201303971>
19. *Zhang L.L., Zhao X.S.* Carbon-based materials as supercapacitor electrodes // *Chemical Society Reviews*. 2009. Vol. 38, No. 9. P. 2520–2531. <https://doi.org/10.1039/b813846j>



20. *Korkmaz S., Kariper I.A.* Graphene and graphene oxide based aerogels: Synthesis, characteristics and supercapacitor applications // *Journal of Energy Storage*. 2020. Vol. 27. P. 101038. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101038>
21. *Li H., Liang J.* Recent development of printed micro-supercapacitors: printable materials, printing technologies, and perspectives // *Advanced Materials*. 2020. Vol. 32, No. 3. P. 1805864. <https://doi.org/10.1002/adma.201805864>
22. *Ahmadian-Fard-Fini S., Ghanbari D., Amiri O., Salavati-Niasari M.* Electro-spinning of cellulose acetate nanofibers/Fe/carbon dot as photoluminescence sensor for mercury (II) and lead (II) ions // *Carbohydrate Polymers*. 2020. Vol. 229. P. 115428. <https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2019.115428>
23. *Qiao G., Liu L., Hao X. et al.* Signal transduction from small particles: sulfur nanodots featuring mercury sensing, cell entry mechanism and in vitro tracking performance // *Chemical Engineering Journal*. 2020. Vol. 382. P. 122907. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2019.122907>
24. *Shen J., Zhu Y., Yang X. et al.* Graphene quantum dots: emergent nanolights for bioimaging, sensors, catalysis and photovoltaic devices // *Chemical Communications*. 2012. Vol. 48, No. 31. P. 3686–3699. <https://doi.org/10.1039/c2cc00110a>
25. *Wang Y., Hu A.* Carbon quantum dots: synthesis, properties and applications // *Journal of Materials Chemistry C*. 2014. Vol. 2, No. 34. P. 6921–6939. <https://doi.org/10.1039/c4tc00988f>
26. *Wu S., Min H., Shi W., Cheng P.* Multicenter metal-organic framework-based ratiometric fluorescent sensors // *Advanced Materials*. 2020. Vol. 32, No. 3. P. 1805871. <https://doi.org/10.1002/adma.201805871>
27. *Zhu S., Meng Q., Wang L. et al.* Highly photoluminescent carbon dots for multicolor patterning, sensors, and bioimaging // *Angewandte Chemie International Edition*. 2013. Vol. 52, No. 14. P. 3953–3957. <https://doi.org/10.1002/anie.201300519>
28. *Huang Z.-M., Zhang Y.-Z., Kotaki M., Ramakrishna S.* A review on polymer nanofibers by electrospinning and their applications in nanocomposites // *Composites Science and Technology*. 2003. Vol. 63, No. 15. P.2223–2253. [https://doi.org/10.1016/S0266-3538\(03\)00178-7](https://doi.org/10.1016/S0266-3538(03)00178-7)
29. *Liang C., Qiu H., Song P. et al.* Ultra-light MXene aerogel/wood-derived porous carbon composites with wall-like “mortar/brick” structures for electromagnetic interference shielding // *Science Bulletin*. 2020. Vol. 65, No. 8. P. 616–622. <https://doi.org/10.1016/j.scib.2020.02.009>
30. *Thostenson E.T., Ren Z.F., Chou T.W.* Advances in the science and technology of carbon nanotubes and their composites: a review // *Composites Science and Technology*. 2001. Vol. 61, No. 13. P.1899–1912. [https://doi.org/10.1016/S0266-3538\(01\)00094-X](https://doi.org/10.1016/S0266-3538(01)00094-X)
31. *Wei H., Wang H., Li A. et al.* Multifunctions of polymer nanocomposites: environmental remediation, electromagnetic interference shielding, and sensing applications // *ChemNanoMat*. 2020. Vol. 6, No. 2. P. 174–184. <https://doi.org/10.1002/cnma.201900588>
32. *Wong E.W., Sheehan P.E., Lieber C.M.* Nanobeam mechanics: elasticity, strength, and toughness of nanorods and nanotubes // *Science*. 1997. Vol. 277, No. 5334. P. 1971–1975. <https://doi.org/10.1126/science.277.5334.1971>
33. *Arouri M.E.H., Ben Youssef A., M'henni H., Rault C.* Energy consumption, economic growth and CO<sub>2</sub> emissions in Middle East and North African countries // *Energy Policy*. 2012. Vol. 45. P. 342–349. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.042>
34. *Holmberg K., Andersson P., Erdemir A.* Global energy consumption due to friction in passenger cars // *Tribology International*. 2012. Vol. 47. P. 221–234. <https://doi.org/10.1016/j.triboint.2011.11.022>

35. *Iram R., Zhang J., Erdogan S. et al.* Economics of energy and environmental efficiency: evidence from OECD countries // *Environmental Science and Pollution Research*. 2020. Vol. 27, No. 4. P. 3858–3870. <https://doi.org/10.1007/s11356-019-07020-x>
36. *Jalil A., Mahmud S.F.* Environment Kuznets curve for CO<sub>2</sub> emissions: a cointegration analysis for China // *Energy Policy*. 2009. Vol. 37, No. 12. P. 5167–5172. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.044>
37. *Liu M., Ren X., Cheng C., Wang Z.* The role of globalization in CO<sub>2</sub> emissions: a semi-parametric panel data analysis for G7 // *Science of the Total Environment*. 2020. Vol. 718. P. 137379. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.137379>
38. *Tang L., Yang G.-D., Zeng G.-M. et al.* Synergistic effect of iron doped ordered mesoporous carbon on adsorption-coupled reduction of hexavalent chromium and the relative mechanism study // *Chemical Engineering Journal*. 2014. Vol. 239. P. 114–122. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2013.10.104>
39. *Zbair M., Bottlinger M., Ainassaari K. et al.* Hydrothermal carbonization of argan nut shell: functional mesoporous carbon with excellent performance in the adsorption of bisphenol a and diuron // *Waste Biomass Valorization*. 2020. Vol. 11, No. 4. P. 1565–1584. <https://doi.org/10.1007/s12649-018-00554-0>
40. *Chen M., Guo C., Hou S. et al.* A novel Z-scheme AgBr/P-g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub> heterojunction photocatalyst: excellent photocatalytic performance and photocatalytic mechanism for ephedrine degradation // *Applied Catalysis B: Environmental*. 2020. Vol. 266. <https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2020.118614>
41. *Dou M., Wang J., Gao B. et al.* Photocatalytic difference of amoxicillin and cefotaxime under visible light by mesoporous g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub>: mechanism, degradation pathway and DFT calculation // *Chemical Engineering Journal*. 2020. Vol. 383. P. 123134. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2019.123134>
42. *Rezakazemi M., Ebadi Amooghin A., Montazer-Rahmati M.M. et al.* State-of-the-art membrane based CO<sub>2</sub> separation using mixed matrix membranes (MMMs): an overview on current status and future directions // *Progress in Polymer Science*. 2014. Vol. 39, No. 5. P. 817–861. <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2014.01.003>
43. *Zhou C., Lai C., Huang D. et al.* Highly porous carbon nitride by supramolecular preassembly of monomers for photocatalytic removal of sulfamethazine under visible light driven // *Applied Catalysis B: Environment*. 2018. Vol. 220. P. 202–210. <https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2017.08.055>
44. *Dalapati G.K., Masudy-Panah S., Moakhar R.S. et al.* Nanoengineered advanced materials for enabling hydrogen economy: functionalized graphene-incorporated cupric oxide catalyst for efficient solar hydrogen production // *Global Challenges*. 2020. Vol. 4, No. 3. P. 1900087. <https://doi.org/10.1002/gch2.201900087>
45. *Donphai W., Phichairatanaphong O., Klysubun W., Chareonpanich M.* Hydrogen and carbon allotrope production through methane cracking over Ni/bimodal porous silica catalyst: effect of nickel precursor // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2018. P. 21798–21809. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.10.049>
46. *Han K.-S., Kim J.-H., Kim H.-K., Hwang K.-T.* Direct methane cracking using a mixed conducting ceramic membrane for production of hydrogen and carbon // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2013. Vol. 38, No. 36. P. 16133–16139. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.10.027>
47. *Musamali R., Isa Y.M.* Decomposition of methane to carbon and hydrogen: a catalytic perspective // *Energy Technology*. 2019. Vol. 7, No. 6. P. 1800593. <https://doi.org/10.1002/ente.201800593>
48. *Sun C., Zheng X., Bai B.* Hydrogen purification using nanoporous graphene membranes and its economic analysis // *Chemical Engineering Science*. 2019. Vol. 208. P. 115141. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2019.07.059>

49. *Takenaka S., Shigeta Y., Tanabe E., Otsuka K.* Methane decomposition into hydrogen and carbon nanofibers over supported Pd-Ni catalysts: Characterization of the catalysts during the reaction // *Journal of Physical Chemistry B*. 2004. Vol. 108, No. 23. P. 7656–7664. <https://doi.org/10.1021/jp0377331>
50. *Tozzini V., Pellegrini V.* Prospects for hydrogen storage in graphene // *Physical Chemistry Chemical Physics*. 2013. Vol. 15, No. 1. P. 80–89. <https://doi.org/10.1039/c2cp42538f>
51. *Boretti A.* There are hydrogen production pathways with better than green hydrogen economic and environmental costs // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021. Vol. 46, No. 6. P. 23988–23995. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.182>
52. *Sánchez-Bastardo N., Schlögl R., Ruland H.* Methane pyrolysis for zero-emission hydrogen production: A potential bridge technology from fossil fuels to a renewable and sustainable hydrogen economy // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2021. Vol. 60, No. 32. P. 11855–11881. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.1c01679>



## Краткий библиометрический анализ публикаций Web of Science по теме «Углерод» за 2019–2020 гг.

**Б.Н. Чигарев**

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: [bchigarev@ipng.ru](mailto:bchigarev@ipng.ru)

**Аннотация.** Дан краткий библиометрический анализ 5000 наиболее цитируемых научных публикаций, представленных в базе Web of Science по теме «Углерод» за 2019–2020 гг. Показано, что в исследования по данной тематике вовлечены ведущие мировые научные центры Китая, США, Индии, Южной Кореи, Японии, Германии, а также Российская академия наук. Доминировали следующие направления научных исследований: материаловедение, физическая химия, нанотехнологии, инженерная химия, прикладная физика, энергетика, электрохимия, экология, физика конденсированного состояния.

Методом кластеризации на основе совместной встречаемости ключевых слов авторов и системы Web of Science выявлено шесть направлений исследований: 1. катализ, получение водорода, углеродные материалы, легированные азотом; 2. накопители энергии на основе графита/графена; 3. сенсоры и излучатели на основе углеродных квантовых точек; 4. нанокompозиты и их физические свойства; 5. потребление энергии и изменение климата; 6. адсорбция и органические загрязнители.

Выдвинуто предположение о перспективности исследований по совместному производству водорода и графита, которые могут объединить интересы развития водородной энергетики и производства новых материалов.

**Ключевые слова:** библиометрический анализ, Web of Science, наукометрия, углерод, графен, водород, катализ, нанокompозиты, накопители энергии.

**Для цитирования:** Чигарев Б.Н. Краткий библиометрический анализ публикаций Web of Science по теме «Углерод» за 2019–2020 гг. // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 76–100. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art6>

### Литература

1. Staffell I., Scamman D., Velazquez Abad A. et al. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system // Energy & Environmental Science. 2019. Vol. 12, No. 2. P. 463–491. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>
2. The future of hydrogen. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. 2019. 203 p. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (Дата обращения 27.05.2021).
3. The hydrogen economy – a path towards low carbon development. SKOLKOVO Energy Centre, Moscow School of Management SKOLKOVO. 2019. 62 p. [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_Hydrogen-economy\\_Eng.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Eng.pdf) (Дата обращения 27.05.2021).
4. van Eck N.J., Waltman L. Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping // Scientometrics. 2010. Vol. 84, No. 2. P. 523–538. <https://doi.org/10.1007/s11192-009-0146-3>
5. Perianes-Rodriguez A., Waltman L., van Eck N.J. Constructing bibliometric networks: a comparison between full and fractional counting // Journal of Informetrics. 2016. Vol. 10, No. 4. P. 1178–1195. <https://doi.org/10.1016/j.joi.2016.10.006>

6. Zhu J., Hu L., Zhao P. et al. Recent advances in electrocatalytic hydrogen evolution using nanoparticles // *Chemical Reviews*. 2020. Vol. 120, No. 2. P. 851–918. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.9b00248>
7. Abdelhamid H.N. A review on hydrogen generation from the hydrolysis of sodium borohydride // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021. Vol. 46, No. 1. P. 726–765. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.186>
8. Cao S., Low J., Yu J., Jaroniec M. Polymeric Photocatalysts Based on Graphitic Carbon Nitride // *Advanced Materials*. 2015. Vol. 27, No. 13. P. 2150–2176. <https://doi.org/10.1002/adma.201500033>
9. Ong W.-J., Tan L.-L., Ng Y.H. et al. Graphitic carbon nitride (g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub>)-based photocatalysts for artificial photosynthesis and environmental remediation: are we a step closer to achieving sustainability? // *Chemical Reviews*. 2016. Vol. 116, No. 12. P. 7159–7329. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.6b00075>
10. Orooji Y., Ghanbari M., Amiri O., Salavati-Niasari M. Facile fabrication of silver iodide/graphitic carbon nitride nanocomposites by notable photo-catalytic performance through sunlight and antimicrobial activity // *Journal of Hazardous Materials*. 2020. Vol. 389. P. 122079. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2020.122079>
11. Wang Q., Domen K. Particulate photocatalysts for light-driven water splitting: mechanisms, challenges, and design strategies // *Chemical Reviews*. 2020. Vol. 120, No. 2. P. 919–985. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.9b00201>
12. Li Z., Ji S., Liu Y., Cao X. et al. Well-Defined materials for heterogeneous catalysis: from nanoparticles to isolated single-atom sites // *Chemical Reviews*. 2020. Vol. 120, No. 2. P. 623–682. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.9b00311>
13. Liu P., Gao S., Wang Y., Huang Y. et al. Carbon nanocages with N-doped carbon inner shell and Co/N-doped carbon outer shell as electromagnetic wave absorption materials // *Chemical Engineering Journal*. 2020. Vol. 381. P. 122653. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2019.122653>
14. Wang H., Maiyalagan T., Wang X. Review on recent progress in nitrogen-doped graphene: synthesis, characterization, and its potential applications // *ACS Catalysis*. 2012. Vol. 2, No. 5. P. 781–794. <https://doi.org/10.1021/cs200652y>
15. Wang Y., Ding B., Guo D., et al. A novel way to synthesize nitrogen and oxygen co-doped porous carbon for high performance supercapacitors // *Microporous and Mesoporous Materials*. 2019. Vol. 282. P. 114–120. <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2019.03.031>
16. Abdel Maksoud, M.I.A., Fahim, R.A., Shalan, A.E. et al. Advanced materials and technologies for supercapacitors used in energy conversion and storage: a review // *Environmental Chemistry Letters*. 2020. Vol. 19, No. 1. P. 375–439. <https://doi.org/10.1007/s10311-020-01075-w>
17. Pandolfo A.G., Hollenkamp A.F. Carbon properties and their role in supercapacitors // *Journal of Power Sources*. 2006. Vol. 157, No. 1. P. 11–27. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2006.02.065>
18. Yuan C., Wu H.B., Xie Y., Lou X.W.D. Mixed transition-metal oxides: design, synthesis, and energy-related applications // *Angewandte Chemie International Edition*. 2014. Vol. 53, No. 6. P. 1488–1504. <https://doi.org/10.1002/anie.201303971>
19. Zhang L.L., Zhao X.S. Carbon-based materials as supercapacitor electrodes // *Chemical Society Reviews*. 2009. Vol. 38, No. 9. P. 2520–2531. <https://doi.org/10.1039/b813846j>
20. Korkmaz S., Kariper I.A. Graphene and graphene oxide based aerogels: Synthesis, characteristics and supercapacitor applications // *Journal of Energy Storage*. 2020. Vol. 27. P. 101038. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101038>

21. Li H., Liang J. Recent development of printed micro-supercapacitors: printable materials, printing technologies, and perspectives // *Advanced Materials*. 2020. Vol. 32, No. 3. P. 1805864. <https://doi.org/10.1002/adma.201805864>
22. Ahmadian-Fard-Fini S., Ghanbari D., Amiri O., Salavati-Niasari M. Electro-spinning of cellulose acetate nanofibers/Fe/carbon dot as photoluminescence sensor for mercury (II) and lead (II) ions // *Carbohydrate Polymers*. 2020. Vol. 229. P. 115428. <https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2019.115428>
23. Qiao G., Liu L., Hao X. et al. Signal transduction from small particles: sulfur nanodots featuring mercury sensing, cell entry mechanism and in vitro tracking performance // *Chemical Engineering Journal*. 2020. Vol. 382. P. 122907. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2019.122907>
24. Shen J., Zhu Y., Yang X. et al. Graphene quantum dots: emergent nanolights for bioimaging, sensors, catalysis and photovoltaic devices // *Chemical Communications*. 2012. Vol. 48, No. 31. P. 3686–3699. <https://doi.org/10.1039/c2cc00110a>
25. Wang Y., Hu A. Carbon quantum dots: synthesis, properties and applications // *Journal of Materials Chemistry C*. 2014. Vol. 2, No. 34. P. 6921–6939. <https://doi.org/10.1039/c4tc00988f>
26. Wu S., Min H., Shi W., Cheng P. Multicenter metal-organic framework-based ratiometric fluorescent sensors // *Advanced Materials*. 2020. Vol. 32, No. 3. P. 1805871. <https://doi.org/10.1002/adma.201805871>
27. Zhu S., Meng Q., Wang L. et al. Highly photoluminescent carbon dots for multicolor patterning, sensors, and bioimaging // *Angewandte Chemie International Edition*. 2013. Vol. 52, No. 14. P. 3953–3957. <https://doi.org/10.1002/anie.201300519>
28. Huang Z.-M., Zhang Y.-Z., Kotaki M., Ramakrishna S. A review on polymer nanofibers by electrospinning and their applications in nanocomposites // *Composites Science and Technology*. 2003. Vol. 63, No. 15. P. 2223–2253. [https://doi.org/10.1016/S0266-3538\(03\)00178-7](https://doi.org/10.1016/S0266-3538(03)00178-7)
29. Liang C., Qiu H., Song P. et al. Ultra-light MXene aerogel/wood-derived porous carbon composites with wall-like “mortar/brick” structures for electromagnetic interference shielding // *Science Bulletin*. 2020. Vol. 65, No. 8. P. 616–622. <https://doi.org/10.1016/j.scib.2020.02.009>
30. Thostenson E.T., Ren Z.F., Chou T.W. Advances in the science and technology of carbon nanotubes and their composites: a review // *Composites Science and Technology*. 2001. Vol. 61, No. 13. P. 1899–1912. [https://doi.org/10.1016/S0266-3538\(01\)00094-X](https://doi.org/10.1016/S0266-3538(01)00094-X)
31. Wei H., Wang H., Li A. et al. Multifunctions of polymer nanocomposites: environmental remediation, electromagnetic interference shielding, and sensing applications // *ChemNanoMat*. 2020. Vol. 6, No. 2. P. 174–184. <https://doi.org/10.1002/cnma.201900588>
32. Wong E.W., Sheehan P.E., Lieber C.M. Nanobeam mechanics: elasticity, strength, and toughness of nanorods and nanotubes // *Science*. 1997. Vol. 277, No. 5334. P. 1971–1975. <https://doi.org/10.1126/science.277.5334.1971>
33. Arouri M.E.H., Ben Youssef A., M'henni H., Rault C. Energy consumption, economic growth and CO<sub>2</sub> emissions in Middle East and North African countries // *Energy Policy*. 2012. Vol. 45. P. 342–349. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.042>
34. Holmberg K., Andersson P., Erdemir A. Global energy consumption due to friction in passenger cars // *Tribology International*. 2012. Vol. 47. P. 221–234. <https://doi.org/10.1016/j.triboint.2011.11.022>
35. Iram R., Zhang J., Erdogan S. et al. Economics of energy and environmental efficiency: evidence from OECD countries // *Environmental Science and Pollution Research*. 2020. Vol. 27, No. 4. P. 3858–3870. <https://doi.org/10.1007/s11356-019-07020-x>

36. *Jalil A., Mahmud S.F.* Environment Kuznets curve for CO<sub>2</sub> emissions: a cointegration analysis for China // *Energy Policy*. 2009. Vol. 37, No. 12. P. 5167–5172. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.044>
37. *Liu M., Ren X., Cheng C., Wang Z.* The role of globalization in CO<sub>2</sub> emissions: a semi-parametric panel data analysis for G7 // *Science of the Total Environment*. 2020. Vol. 718. P. 137379. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.137379>
38. *Tang L., Yang G.-D., Zeng G.-M. et al.* Synergistic effect of iron doped ordered mesoporous carbon on adsorption-coupled reduction of hexavalent chromium and the relative mechanism study // *Chemical Engineering Journal*. 2014. Vol. 239. P. 114–122. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2013.10.104>
39. *Zbair M., Bottlinger M., Ainassaari K. et al.* Hydrothermal carbonization of argan nut shell: functional mesoporous carbon with excellent performance in the adsorption of bisphenol a and diuron // *Waste Biomass Valorization*. 2020. Vol. 11, No. 4. P. 1565–1584. <https://doi.org/10.1007/s12649-018-00554-0>
40. *Chen M., Guo C., Hou S. et al.* A novel Z-scheme AgBr/P-g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub> heterojunction photocatalyst: excellent photocatalytic performance and photocatalytic mechanism for ephedrine degradation // *Applied Catalysis B: Environmental*. 2020. Vol. 266. <https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2020.118614>
41. *Dou M., Wang J., Gao B. et al.* Photocatalytic difference of amoxicillin and cefotaxime under visible light by mesoporous g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub>: mechanism, degradation pathway and DFT calculation // *Chemical Engineering Journal*. 2020. Vol. 383. P. 123134. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2019.123134>
42. *Rezakazemi M., Ebadi Amooghin A., Montazer-Rahmati M.M. et al.* State-of-the-art membrane based CO<sub>2</sub> separation using mixed matrix membranes (MMMs): an overview on current status and future directions // *Progress in Polymer Science*. 2014. Vol. 39, No. 5. P. 817–861. <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2014.01.003>
43. *Zhou C., Lai C., Huang D. et al.* Highly porous carbon nitride by supramolecular preassembly of monomers for photocatalytic removal of sulfamethazine under visible light driven // *Applied Catalysis B: Environment*. 2018. Vol. 220. P. 202–210. <https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2017.08.055>
44. *Dalapati G.K., Masudy-Panah S., Moakhar R.S. et al.* Nanoengineered advanced materials for enabling hydrogen economy: functionalized graphene-incorporated cupric oxide catalyst for efficient solar hydrogen production // *Global Challenges*. 2020. Vol. 4, No. 3. P. 1900087. <https://doi.org/10.1002/gch2.201900087>
45. *Donphai W., Phichairatanaphong O., Klysubun W., Chareonpanich M.* Hydrogen and carbon allotrope production through methane cracking over Ni/bimodal porous silica catalyst: effect of nickel precursor // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2018. P. 21798–21809. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.10.049>
46. *Han K.-S., Kim J.-H., Kim H.-K., Hwang K.-T.* Direct methane cracking using a mixed conducting ceramic membrane for production of hydrogen and carbon // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2013. Vol. 38, No. 36. P. 16133–16139. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.10.027>
47. *Musamali R., Isa Y.M.* Decomposition of methane to carbon and hydrogen: a catalytic perspective // *Energy Technology*. 2019. Vol. 7, No. 6. P. 1800593. <https://doi.org/10.1002/ente.201800593>
48. *Sun C., Zheng X., Bai B.* Hydrogen purification using nanoporous graphene membranes and its economic analysis // *Chemical Engineering Science*. 2019. Vol. 208. P. 115141. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2019.07.059>
49. *Takenaka S., Shigeta Y., Tanabe E., Otsuka K.* Methane decomposition into hydrogen and carbon nanofibers over supported Pd-Ni catalysts: Characterization of the catalysts during the reaction // *Journal of Physical Chemistry B*. 2004. Vol. 108, No. 23. P. 7656–7664. <https://doi.org/10.1021/jp0377331>

50. *Tozzini V., Pellegrini V.* Prospects for hydrogen storage in graphene // *Physical Chemistry Chemical Physics*. 2013. Vol. 15, No. 1. P. 80–89. <https://doi.org/10.1039/c2cp42538f>
51. *Boretti A.* There are hydrogen production pathways with better than green hydrogen economic and environmental costs // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021. Vol. 46, No. 6. P. 23988–23995. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.182>
52. *Sánchez-Bastardo N., Schlögl R., Ruland H.* Methane pyrolysis for zero-emission hydrogen production: A potential bridge technology from fossil fuels to a renewable and sustainable hydrogen economy // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2021. Vol. 60, No. 32. P. 11855–11881. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.1c01679>