

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»* издаётся с 2010 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 «ИГРИНИГМ», 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., Дацко А.В.

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

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: А.Суслов

1(32) 2021

Содержание

Фундаментальные проблемы геологии, геофизики и геохимии нефти и газа

Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Изменение смачиваемости пород-коллекторов при адсорбции асфальтенов на внутривершинной поверхности

3

Экспериментальные и теоретические исследования термодинамических свойств и фазовых превращений УВ смесей

Куликов В.Д. Исследование интенсивности рассеяния света на пограничной кривой бинарной смеси в рамках теории скейлинга

16

Современные методы нефтегазовой механики и физики пластовых систем

Лесин В.И. Фрактальная теория вязкости неньютоновской нефти, основанная на учете взаимодействия коллоидных частиц: обзор и новые результаты

26

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Коваленко К.В., Бабич Е.А., Самохвалов Н.И., Марутян О.О. Методика определения средних значений диаметров пор и каналов горных пород по данным ГИС на основе литолого-петрофизических исследований

47

Чудецкий М.Ю. Биосинтез хемофоссилий бактериями в нефтяных залежах и биомаркерные индикаторы

58

Научные проблемы проектирования, эксплуатации и контроля подземных хранилищ УВ

Тупышев М.К. Проявление техногенных процессов при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа

70

Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли

Chigarev V.N. Total numbers matter. Landscape of China's scientific publications in 2018–2020 on the energy issue

76

Обзор

Мелихов В.Н., Крылов Н.А., Шевченко И.В., Шустер В.Л. Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция, Юго-Западный Туркменистан – перспективы разведки мезозойского этажа на газ и нефть

102

Scientific online journal *Actual Problems of Oil and Gas*. *
Published since 2010

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

Eremine 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.**,
Datsko A.V.

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

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: A. Suslov

1(32) 2021

Contents

Fundamental issues of geology, geophysics and geochemistry of oil and gas

- Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S.** Wettability
change of reservoir rocks during the adsorption of
asphaltenes on the interstitial surface 3

Experimental and theoretical studies of thermodynamic features and phase behavior of hydrocarbon mixtures

- Kulikov V.D.** The study of light-scattering intensity on the
dew–bubble curve of a binary mixture in the framework of
scaling theory 16

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

- Lesin V.I.** Fractal theory of non-Newtonian oil viscosity based
on the mutual interaction of colloidal particles: a review and
new results 26

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

- Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N.,
Kovalenko K.V., Babich E.A., Samokhvalov N.I.,
Marutyan O.O.** Methodology for determining the average
diameter of rock pores and channels by well-log data based
on lithological and petrophysical studies 47

- Chudetsky M.Yu.** Biosynthesis of chemofossils by bacteria in
oil reservoirs and biomarker indicators 58

Research issues of projecting, exploitation and monitoring of underground hydrocarbon storages

- Tupyshev M.K.** Man-made processes during the creation and
operation of underground gas storage facilities 70

Strategic planning issues of oil and gas industry

- Chigarev B.N.** Total numbers matter. Landscape of China's
scientific publications in 2018–2020 on the energy issue 76

Review

- Melikhov V.N., Krylov N.A., Shevchenko I.V., Shuster V.L.**
The Mesozoic of the South Caspian oil and gas province,
Southwestern Turkmenistan – prospects for gas and oil
exploration 102

Расширенная и доработанная версия статьи, опубликованной в журнале «Доклады Академии наук», 2019, том 486, № 1, с. 65–68, DOI: 10.31857/S0869-5652486165-68

Изменение смачиваемости пород-коллекторов при адсорбции асфальтенов на внутрипоровой поверхности

Н.Н. Михайлов^{1,2*}, О.М. Ермилов³, Л.С. Сечина²

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

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

3 – Ямало-Ненецкий филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, г. Надым

E-mail: *folko200@mail.ru

Аннотация. Исследовалось влияние адсорбированных полярных компонентов на изменение смачиваемости терригенных и карбонатных коллекторов нефтяных и газоконденсатных месторождений. Установлены закономерности гидрофобизации внутрипорового пространства коллектора в двух случаях: при влиянии только асфальтеновой компоненты и при влиянии асфальтеновой компоненты вместе с масло-смолистыми компонентами. Показана роль ассоциаций полярных компонентов в изменении смачиваемости.

Ключевые слова: смачиваемость, асфальтены, адсорбция, гидрофобизация.

Для цитирования: Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Изменение смачиваемости пород-коллекторов при адсорбции асфальтенов на внутрипоровой поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 3–15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art1>

Введение

Одной из причин низкой углеводородоотдачи пласта являются молекулярно-поверхностные процессы, происходящие на межфазной границе раздела порода–флюиды. Состав нефти, изменение термобарических условий в процессе разработки влияют на осаждение на поверхности поровых каналов полярных соединений. Эти полярные соединения из-за своей способности к адсорбции могут изменять смачиваемость пласта при определенных условиях [2]. Смачиваемость играет ключевую роль во всех

процессах извлечения нефти и газа, а также влияет на выпадение и подвижность конденсата в процессе разработки залежи [3]. Пренебрежение явлениями смачиваемости формирует ошибочные представления о распределении насыщенности при геологическом моделировании, в результате снижается качество прогнозных показателей разработки. Нефтяные месторождения с гидрофобной характеристикой коллектора невозможно эффективно разрабатывать с помощью традиционного заводнения, а запасы нефти в таких коллекторах являются трудноизвлекаемыми [1–4].

Характеристика асфальтеновой компоненты нефтей

В процессе формирования залежей углеводородов полярные компоненты (смолы, асфальтены, масла) адсорбируются на внутривыводной поверхности. Адсорбция полярных компонентов приводит к изменению смачиваемости коллекторов [1].

Наиболее склонны к адсорбции асфальтены. Адсорбция асфальтенов приводит к изменению компонентного состава нефтяной дисперсионной среды, то есть к изменению внутренней структуры и потере кинетической устойчивости системы. Адсорбция асфальтенов также является одной из причин коагуляции нефтяного коллектора коллоидными частицами.

В структурном отношении асфальтены – это твердые, хрупкие и аморфные вещества, черного или бурого цвета, не

плавкие, но при нагревании выше 300 °С разлагаются с образованием газов и углеродистого остатка. Плотность асфальтенов 1,2 г/см³. Средний молекулярный вес составляет 750 а.е.м.

Это наиболее полярная фракция нефти. Молекула асфальтена содержит единое ядро в виде полициклического ароматического соединения с периферийными алкановыми цепочками. Большая часть полиароматических полициклических колец образует конденсированную ароматическую систему. Внутри этой системы могут содержаться нафты и гетероатомы (N, O, S). Именно гетероатомы придают молекуле асфальтена полярность. Молекулы асфальтенов имеют плоское пространственное строение благодаря нескольким конденсированным ароматическим кольцам в своем составе [5] (рис. 1).

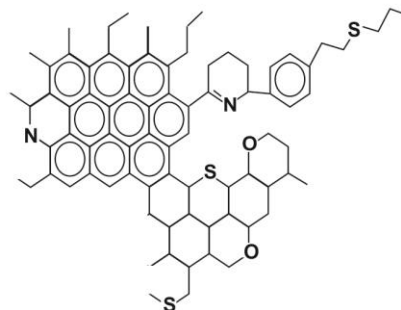
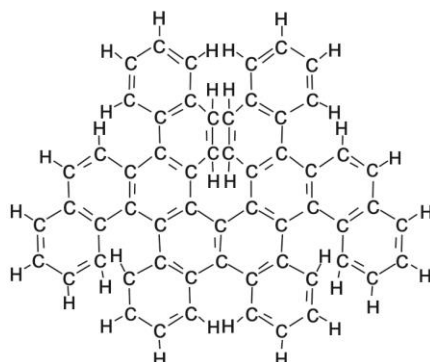


Рис. 1. Схематичное строение структуры асфальтенов

При микроструктурном исследовании асфальтенов было выявлено существование как высокопористых асфальтенов, так и непористых асфальтенов с гладкой поверхностью. Просвечивающая электронная спектроскопия (с использованием ПЭМ) показала, что асфальтены состоят из наночастиц (мицелл) диаметром от 50 нм. Эти частицы формируют агрегаты (хлопья), диаметр которых составляет от 350

до 550 нм. Некоторые из них располагаются слоями с тенденцией к графитизации [6].

Рентгеноструктурный анализ показал, что выделенные из нефти асфальтены имеют слабо выраженные кристаллические свойства.

Для структуры асфальтенов характерны четко выраженные двумерные полициклические системы, образующие вытянутые плоскости – «слои».

Диаметр слоев изменяется от 0,85–1,5 до 3,0–5 нм, длина слоев составляет примерно 5,0 нм, ширина – около 1,0–1,2 нм. Полиядерные слои располагаются параллельно друг к другу и образуют кристаллоподобные структуры (пачки) толщиной 1,6–2,0 нм, что соответствует 5–6 слоям. Расстояние между слоями 0,355–0,37 нм. Полиядерные конденсированные структуры с алкильными заместителями связаны между собой алкильными мостиками. Алкильные фрагменты имеют насыщенный характер.

Физико-химическая активность асфальтенов

Данные электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР-спектров) свидетельствуют о том, что асфальтены остаточных нефтей

практически полностью состоят из соединений парамагнитного характера [7].

Асфальтены ассоциированы в нефтях с металлопорфиринами, характерным свойством которых является их способность к осаждению при определенных условиях. Содержание металлопорфиринов в асфальтенах достигает 80–90% от их общего содержания в нефти. В природных углеводородах найдены порфириновые комплексы ванадия, никеля, железа, меди, кобальта, цинка и галлия. В некоторых нефтях металлопорфириновые комплексы отсутствуют. В других нефтях присутствуют только никельпорфирины или ванадилпорфирины. В некоторых нефтях присутствуют обе разновидности металлокомплексов (рис. 2, 3).

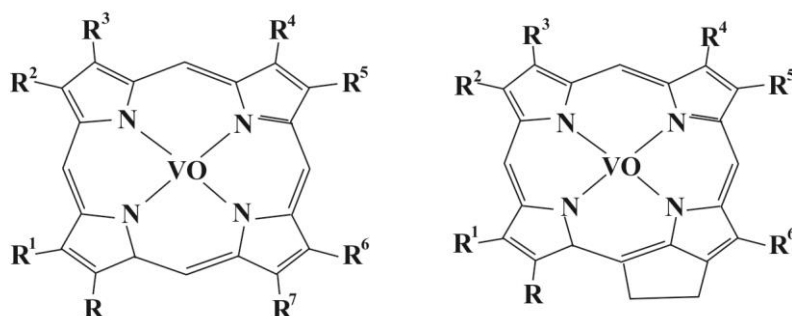


Рис. 2. Схематичное строение структуры ванадилпорфириновых комплексов

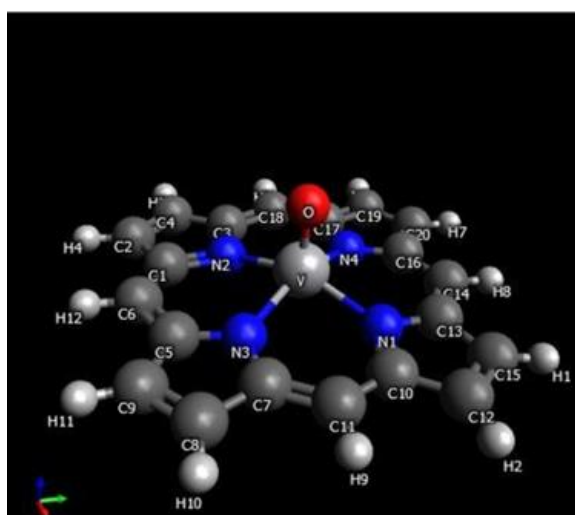


Рис. 3. Схематичное строение ассоциаций асфальтена с ванадилпорфириновым комплексом

Поверхностная активность асфальтенов резко падает при удалении из них ванадилпорфириновых комплексов, которые в значительно большей степени ассоциированы с асфальтенами с меньшей молекулярной массой и связаны с ними прочными межмолекулярными силами [8].

Асфальтены делятся на полярные и неполярные. Полярные асфальтены отличаются от неполярных на порядок меньшими молекулярными массами, повышенным содержанием углерода и азота, пониженным содержанием водорода, серы, кислорода, ванадия с концентрацией, вдвое более низкой, чем концентрация в свободных радикалах [9].

Молекулярная масса исследованных асфальтенов зависит от содержания в них гетероатомных структур: она уменьшается с увеличением содержания этих групп. Высокая молекулярная масса асфальтенов образуется за счет объединения молекул в асфальтеновые пачки, по признаку наличия в них полиареновых ядер в результате π - π -взаимодействия. Конденсированные структурные блоки, содержащие мало гетерофункциональных заместителей, способны образовывать пространственно упорядоченные пачечные микрочастицы асфальтенов, которые кольматируют поровое пространство при фильтрации. Подобное взаимодействие затруднено между блоками с большим содержанием гетероатомов, таких как в спирто-бензольных смолах, для которых характерно образование ассоциатов. Более высокое содержание гетерозаместителей при меньшей молекулярной массе придает асфальтенам остаточных нефтей повышенную полярность. В результате они в большей степени адсорбируются на поверхности поровых каналов, удерживая сольватную оболочку, содержащую неполярные компоненты нефти [10].

Асфальтены могут адсорбироваться в породе-коллекторе не только как индивидуальные компоненты, но и как *смолисто-асфальтеновые мицеллы коллоидного характера*. На внутривпоровой поверхности коллектора сразу могут образовываться большие (порядка сотен ангстрем) липофильные центры, не характерно связывающие другие нефтяные компоненты. При этом в слое нефти, непосредственно примыкающем к внутривпоровой поверхности породы, концентрация асфальтенов повышается в 3–4 раза [11].

Повышенная концентрация асфальтенов способствует формированию

плотных полимолекулярных слоев в поровом пространстве. На первом этапе адсорбции асфальтенов происходит заполнение микропор, параметры которых соответствуют шероховатости поверхности частиц. После заполнения микропор области соприкосновения соседних частиц становятся центрами адсорбции, поверхности которых имеют максимальную кривизну в области контакта соприкасающихся зерен. Это приводит к увеличению интенсивности агрегации мономеров асфальтенов. Рядом с областями агрегации формируются адсорбционные гелеподобные слои. Удельное количество таких областей соприкосновения максимально для микрогранулированных фракций. На величину адсорбции влияет концентрация индивидуальных соприкосновений между частицами адсорбента. Минералы, входящие в состав коллекторов нефти и газа, по интенсивности адсорбции асфальтенов могут быть расположены в следующем порядке (по убыванию): слюда, кварц, доломит – для мелкозернистых минеральных порошков; слюда, доломит, кварц – для крупнозернистых минеральных порошков [12].

Адсорбция на внутривпоровой поверхности коллектора даже самого малого количества асфальтенов неизбежно приводит к изменению смачиваемости пласта.

Обоснование постановки эксперимента

Как было указано, адсорбция асфальтеновых компонентов нефти может проходить совместно с другими компонентами, адсорбция которых также способна приводить к гидрофобизации порового пространства коллекторов и формированию адсорбционно-связанной нефти [1].

Задачей данного исследования стало выявление роли собственно асфальтеновой компоненты в изменении смачиваемости коллектора при поликомпонентной адсорбции углеводородов.

Был поставлен специальный эксперимент. Объектами исследования являлись образцы керна терригенных и карбонатных пород, отобранных из нефтяных и газоконденсатных месторождений (табл. 1).

Таблица 1

Объекты исследования адсорбции асфальтеновых компонентов

№ п/п	№ образца	Месторождение	Порода
1	1	Ромашкинское (нефтяное)	терригенная
2	2	Черногорское (нефтяное)	терригенная
3	3	Карачаганакское (газовая зона)	карбонатная
4	4	Карачаганакское (газоконденсатная зона)	карбонатная
5	5	Карачаганакское (нефтяная зона)	карбонатная

Исходные образцы керна, содержащие в поровом пространстве адсорбированную нефть, насыщались под вакуумом дистиллированной водой, затем сушились в сушильной установке при температуре 25 °С и влажности воздуха 33%. В результате была получена первая кривая сушки, представляющая собой зависимость влагосодержания образца от времени сушки. Затем образцы экстрагировались в аппарате Сокслета.

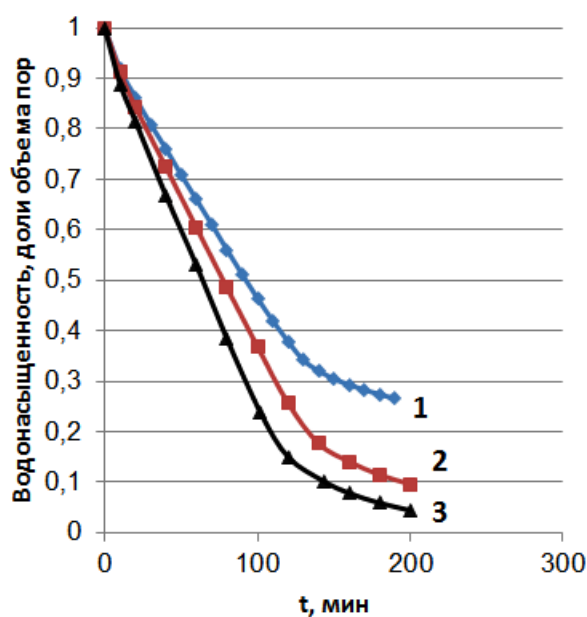
Для того чтобы на поверхности поровых каналов образцов оставались только асфальтены, экстракция проводилась н-гексаном, поскольку асфальтены не растворяются в алкановых углеводородах, а масла и смолы адсорбированной нефти растворяются [13, 14]. Далее образцы сушились при температуре 70 °С для удаления н-гексана. Таким образом была получена вторая кривая сушки.

Третью кривую сушки получили после экстракции образцов керна

хлороформом. При данной процедуре образцы керна всегда становятся гидрофильными. На всех этапах эксперимента экстракция проводилась до прекращения свечения растворителей в ультрафиолетовом свете [10, 13].

Из анализа полученных кривых сушки: до экстракции, после экстракции н-гексаном и после экстракции хлороформом – рассчитывались коэффициенты гидрофобизации внутривидовой поверхности образцов керна, которые содержали только адсорбированную нефть или только асфальтены (рис. 4). Коэффициент гидрофобизации – это доля площади поверхности пор, занятая гидрофобизирующими веществами [1].

Для углеводородов, выделенных путем экстракции н-гексаном и хлороформом, изучались инфракрасные (ИК) спектры. ИК-спектры определялись методом нарушенного полного внутреннего отражения (НПВО) на ИК-Фурье спектрометре Nicolet iSiO, кристалл НПВО St Se.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Кривая 1 – образец с адсорбированной нефтью

Кривая 2 – образец с адсорбированными асфальтенами

Кривая 3 – гидрофильный образец

Рис. 4. Испарение воды из образцов

Результаты эксперимента

В табл. 2 приведены результаты определения коэффициента гидрофобизации

порового пространства образцов керна адсорбированной нефтью, асфальтенами, смолами и маслами.

Таблица 2

Коэффициент гидрофобизации внутрипорового пространства образцов керна

№ образца	Коэффициент гидрофобизации Θ_n , доли единиц площади поверхности пор		
	Θ_n адс. нефти	Θ_n асфальтенов	Θ_n масел и смол
1	0,238	0,065	0,173
2	0,074	0	0,074
3	0,093	0,044	0,049
4	0,100	0,02	0,098
5	0,312	0,104	0,208

Как следует из табл. 2, доля площади поверхности пор, занятых адсорбированной нефтью у исследованных терригенных образцов нефтяных месторождений, варьирует в интервале 0–0,312. Для карбонатных пород значение параметра увеличивается от образца из газовой зоны к образцу из нефтяной зоны.

После экстракции образцов керна н-гексаном коэффициент гидрофобизации

(Θ_n асфальтенов) стал меньше, чем у образцов с адсорбированной нефтью. А в образце 2 из нефтяного месторождения поверхность поровых каналов стала полностью гидрофильной (Θ_n асфальтенов = 0).

Следовательно, гидрофобизация исследованных образцов увеличивается при наличии в адсорбированной нефти углеводородов, извлеченных н-гексаном (см. табл. 2; Θ_n масел и смол).

Спектральный анализ адсорбированных углеводородов

Для выяснения разницы в составе углеводородов, экстрагированных из образцов керна сначала н-гексаном, а

затем хлороформом, был проведен ИК-спектральный анализ для образца 1 (Ромашкинское нефтяное месторождение, терригенная порода) и образца 5 (Карачаганакское месторождение, нефтяная зона, карбонатная порода), см. рис. 5, 6.

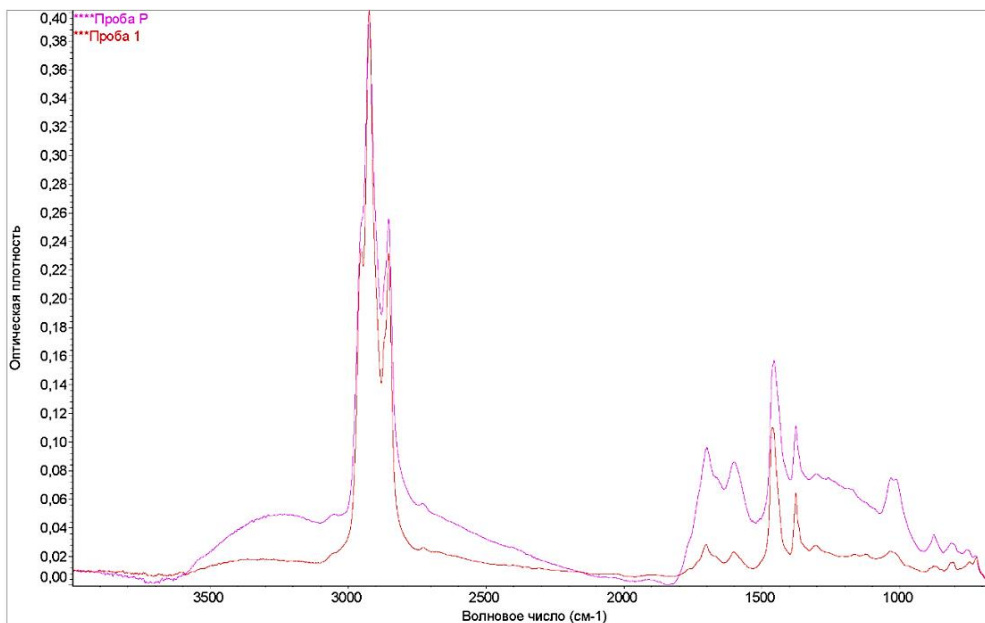


Рис. 5. ИК-спектр углеводородов, экстрагированных из образца 1, Ромашкинское месторождение: _____ н-гексаном (масла и смолы), _____ хлороформом (асфальтены)

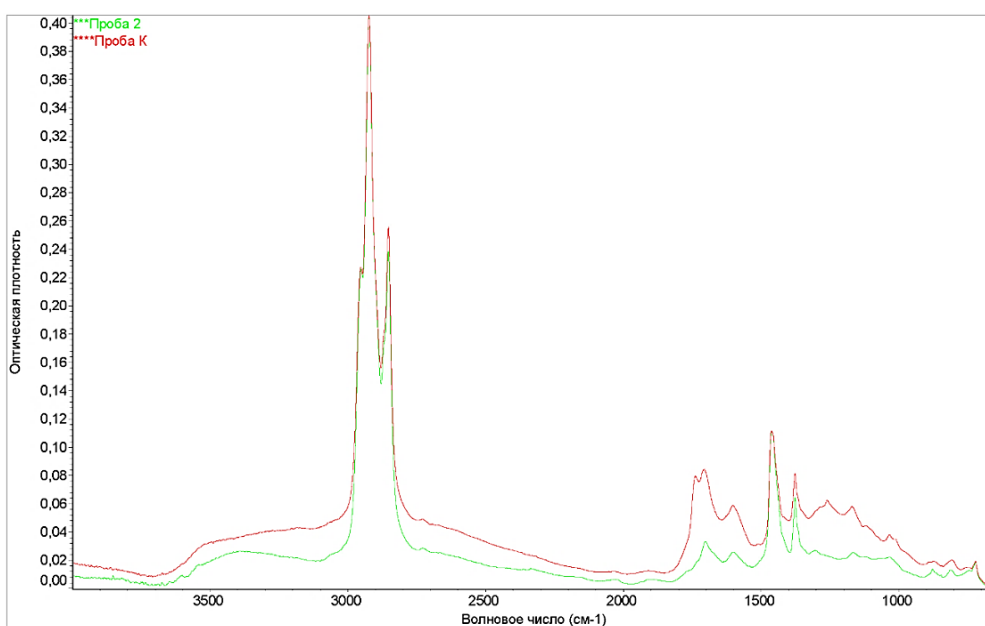


Рис. 6. ИК-спектр углеводородов, экстрагированных из образца 5, Карачаганакское месторождение: _____ н-гексаном (масла и смолы), _____ хлороформом (асфальтены)

Анализ ИК-спектров экстрактов, полученных с помощью н-гексана и хлороформа (образцы нефтяных месторождений карбонатных и терригенных пород), показал, что

спектры слабо различаются между собой, то есть содержат одинаковые структуры. Спектральные полосы отличаются только по своей интенсивности (табл. 3).

Таблица 3

Таблица пиков ИК-спектров экстрактов

Образцы				Интерпретация [15]
Терригенный		Карбонатный		
Положение пиков, см ⁻¹				
Масла, смолы	Асфальтены	Масла, смолы	Асфальтены	
3365		3369		Валентные колебания, характерные для межмолекулярной Н-связи с эфирами и кетонами
	3348, 3247			Валентные колебания, характерные для межмолекулярной Н-связи в димерах и полимерах
2953		2952	2952	Ассиметричные и симметричные колебания СН ₂ -групп
	2923	2923	2923	Ассиметричные и симметричные колебания СН ₂ -групп
	2853	2853	2853	Ассиметричные и симметричные колебания СН ₃ -групп
			1738	Сложные эфиры алифатические
1702	1700	1701	1705	С=О в ароматических кетонах
1602	1601	1601	1603	С-С связи в ароматических кольцах
1461	1456	1461	1462	Валентные колебания С-С связей метильных групп алкильных заместителей при небольшой их длине
1377	1376	1377	1377	
1303	1303	1303		Плоскостные колебания в ароматических кольцах
			1259	Циклические и ароматические эфиры
1167		1166	1167	
1124				
1033	1032	1034	1034	Наличие групп (S=O)
877	876	877	872	1,2,3-тризамещенные и 1,2,3,4-тетразамещенные бензола
806	813	810	808	
746	756			Метиленовые группы в парафиновых цепях с числом метиленовых групп в парафинах (n≥4)
722	724	721	721	

Анализ спектральных коэффициентов

На основании табл. 3 были рассчитаны спектральные коэффициенты,

характеризующие: C_1 – ароматичность, C_2 – окисленность, C_3 – разветвленность, C_4 – алифатичность, C_5 – осерненность (табл. 4) [16].

Таблица 4

Спектральные коэффициенты

№ обр., порода	Фракция	Спектральные коэффициенты				
		C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
1 терригенная	Масла, смолы	1,16	0,256	0,588	3,67	0,216
	Асфальтены	4,17	0,610	0,706	1,54	0,474
2 карбонатная	Масла, смолы	1,375	0,301	0,585	3,24	0,2
	Асфальтены	3,07	0,759	0,734	1,713	0,34

Табл. 3 и 4 показывают, что экстракты н-гексана и хлороформа из терригенного и карбонатного образцов керна представлены полиароматическими углеводородами, в составе которых есть кислородные и серосодержащие соединения. Хлороформенные экстракты, состоящие из асфальтенов, содержат больше ароматики и имеют большую разветвленность, они также содержат больше сернистых соединений. Экстракты больше окислены, но в их составе меньше длинных алифатических цепей.

Видимо, именно поэтому гидрофобизация только асфальтенами меньше, чем в случае присутствия в адсорбированной нефти лишь масел и смол.

Для уточнения степени влияния каждого из спектральных коэффициентов на величину коэффициента гидрофобизации были выбраны 12 образцов Карачаганакского месторождения из газоконденсатной и нефтяной зон. Образцы керна экстрагировались хлороформом, а после удаления хлороформа снимались ИК-спектры. По результатам анализа спектров были рассчитаны спектральные коэффициенты, характеризующие ароматичность, алифатичность, окисленность, разветвленность и осерненность. Было установлено, что наибольшее влияние на коэффициент гидрофобизации имеет спектральный коэффициент, характеризующий ароматичность адсорбированной нефти (рис. 7).

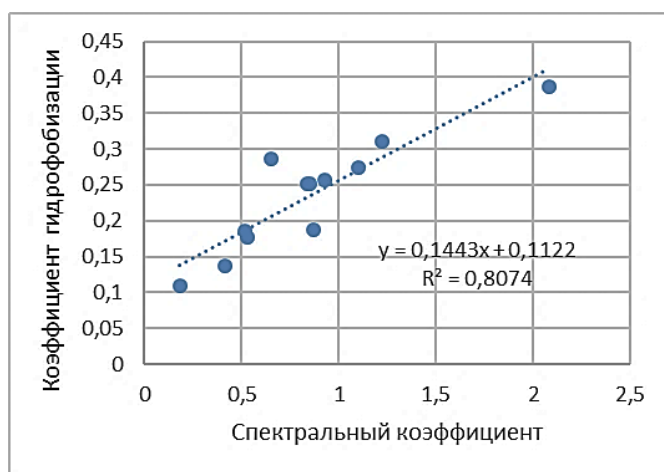


Рис. 7. Зависимость коэффициента гидрофобизации от спектрального коэффициента, характеризующего ароматичность адсорбированной нефти

Выводы

1. Экспериментально определены коэффициенты гидрофобизации образцов кернa терригенных и карбонатных пород, отобранных из нефтяных и газовых месторождений, содержащих в поровом пространстве асфальтены, оставшиеся после экстракции образцов н-гексаном.

2. Установлено, что асфальтены в разной степени влияют на гидрофобизацию внутрипоровой поверхности пород-коллекторов. Так, коэффициент гидрофобизации асфальтенами изменяется в диапазонах (в долях единиц площади поверхности пор): 0–0,065 для терригенных образцов нефтяных месторождений; 0–0,044; 0–0,02; 0–0,104 для карбонатных образцов из газовой, газоконденсатной и нефтяной зон соответственно.

3. Коэффициент гидрофобизации внутрипоровой поверхности исследованных пород маслами и смолами меняется в диапазонах: 0,074–0,173 для терригенных образцов нефтяных месторождений; 0,049–0,208 для карбонатных образцов из газовой, газоконденсатной и нефтяной зон.

4. ИК-спектры, полученные из экстрактов н-гексаном и хлороформом, показали одинаковую структуру адсорбированных углеводородов для терригенных и для карбонатных образцов кернa.

5. По данным анализа спектральных коэффициентов асфальтены имеют бóльшую окисленность, разветвленность, осерненность и меньшее содержание длинных алифатических цепей, по сравнению с масляно-смоляными фракциями.

6. Исследование показало, что хотя асфальтены и гидрофобизуют поровое пространство пород-коллекторов, однако степень гидрофобизации ими меньше, чем маслами и смолами, из-за мёньшего количества длинных алифатических цепей в асфальтенах.

Исследование влияния спектральных коэффициентов ИК-спектров на степень гидрофобизации адсорбированной нефтью показало наибóльшую зависимость этой гидрофобизации от спектрального коэффициента, характеризующего ароматичность адсорбированной нефти.

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. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. 360 с.
2. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Физико-химические особенности адсорбционно-связанной нефти в образцах кернa газоконденсатных месторождений // Доклады Академии наук. 2016. Т. 466, № 3. С. 319–323. <https://doi.org/10.7868/S0869565216030233>
3. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Адсорбционно-связанная нефть газоконденсатных месторождений // Геология и геофизика. 2016. Т. 57, № 6. С. 1213–1224. <https://doi.org/10.15372/GiG20160608>

4. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Влияние асфальтенов на смачиваемость газонефтенасыщенных пород-коллекторов // Доклады Академии наук. 2019. Т. 486, № 1. С. 65–68. <https://doi.org/10.31857/S0869-5652486165-68>
5. Володин М.А. Исследование динамики сложных углеводородных систем методами высокочастотного ЭПР: Автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. Казань, 2015. 22 с.
6. Сагадченко Т.А., Андреева Л.Н., Герасимова Н.Н. и др. Сравнительная характеристика асфальтенов извлекаемых и остаточных нефтей // 1-ая Международная конференция по химии нефти: Тез. докл. Томск, 1991. С. 191.
7. Гафуров М.Р., Грачева И.Н., Мамин Г.В., Ганеева Ю.М. и др. Исследование органических самоорганизованных наносистем на примере асфальтенов нефти методами высокочастотного ЭПР/ДЭЯР // Журнал общей химии. 2018. Т. 88, № 11. С. 1900–1907. <https://doi.org/10.1134/S0044460X18110203>
8. Милордов Д.В. Состав и свойства порфиринов тяжелых нефтей и нефтяных остатков с повышенным содержанием ванадия и никеля: Автореф. дис. ... канд. хим. наук. Казань, 2016. 24 с.
9. Шаповалова Е.Н., Пирогов А.В. Хроматографические методы анализа: Методич. пособие для спец. курса. / Под ред. О.А. Шпигуна. М.: Изд-во МГУ, 2007. 109 с.
10. Dubey S.T., Waxman M.H. Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces // SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers). 1991. Vol. 6, No. 3. P. 389–395. <https://doi.org/10.2118/18462-PA>
11. Петрова Л.М. Формирование состава остаточных нефтей. Казань: Изд-во «Фэн», 2008. 202 с.
12. Сафиева Д.О. Адсорбция асфальтенов на твердых поверхностях и их агрегация в нефтяных дисперсных системах: Автореф. дис. ... канд. хим. наук. М., 2011. 24 с.
13. Mullins O.C. The asphaltenes // Annual Review of Analytical Chemistry. 2011. Vol. 4. P. 393–418. <https://doi.org/10.1146/annurev-anchem-061010-113849>
14. Петрова Л.М., Аббакумова Н.А., Зайдуллин И.М., Борисов Д.Н. Фракционирование асфальтенов из тяжелой нефти полярным растворителем и их характеристика // Нефтехимия. 2013. Т. 53, № 2. С. 94–101. <https://doi.org/10.7868/S0028242113020081>
15. Тарасевич Б.Н. ИК-спектры основных классов органических соединений. Справочные материалы. М.: Изд-во МГУ, 2012. 54 с.
16. Иванова Л.В. Регулирование низкотемпературных свойств нефтяных систем разного уровня сложности: Автореф. дис. ... докт. хим. наук. М., 2016. 48 с.

Wettability change of reservoir rocks during the adsorption of asphaltenes on the interstitial surface

N.N. Mikhailov^{1,2*}, O.M. Ermilov³, L.S. Sechina²

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

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

3 – Yamalo-Nenets Branch, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Nadym

E-mail: *folko200@mail.ru

Abstract. The influence of adsorbed polar components on the change in the wettability of terrigenous and carbonate reservoirs of oil and gas condensate fields was studied. The regularities of hydrophobization of the internal space of the reservoir in two cases are established: the effect of only the asphaltene component and the effect of the asphaltene component together with the oil-resinous components. The role of associations of polar components in the change of wettability is shown.

Keywords: wettability, asphaltenes, adsorption, hydrophobicity.

Citation: Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Wettability change of reservoir rocks during the adsorption of asphaltenes on the interstitial surface // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 3–15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art1> (In Russ.).

References

1. Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. Wettability of oil and gas reservoir systems: Textbook. Moscow: Gubkin University, 2019. 360 p. (In Russ.).
2. Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Physicochemical peculiarities of absorbed oil in core samples of gas condensate deposit // Doklady Earth Sciences. 2016. Vol. 466, No. 1. P. 24–27. <https://doi.org/10.1134/S1028334X16010232>
3. Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Adsorbed oil of gas condensate fields // Russian Geology and Geophysics. 2016. Vol. 57, No. 6. P. 945–953. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.01.027>
4. Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Effect of asphaltenes on wettability of gas and oil saturated reservoir rocks // Doklady Earth Sciences. 2019. Vol. 486, No. 1. P. 465–467. <https://doi.org/10.1134/S1028334X19050040>
5. Volodin M.A. A study of the dynamics of complex hydrocarbon systems by methods of high-frequency EPR: Synopsis of Ph.D. thesis. Kazan, 2015. 22 p. (In Russ.).
6. Sagadchenko T.A., Andreeva L.N., Gerasimova N.N. et al. Comparative characteristics of asphaltenes of recoverable and residual oils // 1st International Conference on Petroleum Chemistry: Abstracts. Tomsk, 1991. P. 191. (In Russ.).
7. Gafurov M.R., Gracheva I.N., Mamin G.V., Ganeeva J.M. et al. Study of organic self-assembled nanosystems by means of high-frequency ESR/ENDOR: the case of oil asphaltenes // Russian Journal of General Chemistry. 2018. Vol. 88, No. 11. P. 2374–2380. <https://doi.org/10.1134/S1070363218110208>
8. Milordov D.V. Composition and properties of porphyrins of heavy oils and oil residues with increased concentration of vanadium and nickel: Synopsis of Ph.D. thesis. Kazan, 2016. 24 p. (In Russ.).

9. *Shapovalova E.N., Pirogov A.V.* Chromatographic methods of analysis: A guidance manual for a special course / Ed. by O.A. Shpigun. Moscow: Moscow State University, 2007. 109 p. (In Russ.).
10. *Dubey S.T., Waxman M.H.* Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces // SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers). 1991. Vol. 6, No. 3. P. 389–395. <https://doi.org/10.2118/18462-PA>
11. *Petrova L.M.* Formation of residual oil composition. Kazan: Fan Publ. House, 2008. 204 p. (In Russ.).
12. *Safieva D.O.* Adsorption of asphaltenes on solid surfaces and their aggregation in oil disperse systems: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2011. 24 p. (In Russ.).
13. *Mullins O.C.* The asphaltenes // Annual Review of Analytical Chemistry. 2011. Vol. 4. P. 393–418. <https://10.1146/annurev-anchem-061010-113849>
14. *Petrova L.M., Abbakumova N.A., Zaidullin I.M., Borisov D.N.* Polar-solvent fractionation of asphaltenes from heavy oil and their characterization // Petroleum Chemistry. 2013. Vol. 53, No. 2. P. 81–86. <https://doi.org/10.1134/S0965544113020084>
15. *Tarasevich B.N.* IR spectra of the main classes of organic compounds. Reference materials. Moscow: Moscow State University, 2012. 54 p. (In Russ.).
16. *Ivanova L.V.* Regulation of low-temperature properties of oil systems of different levels of complexity: Synopsis of Doctoral thesis. Moscow, 2016. 48 p. (In Russ.).

Исследование интенсивности рассеяния света на пограничной кривой бинарной смеси в рамках теории скейлинга

В.Д. Куликов

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

Аннотация. В рамках теории скейлинга (scaling theory) и принципа изоморфизма критических явлений в смесях получено простое аналитическое выражение для интенсивности рассеяния света в бинарной смеси на пограничной кривой в широкой окрестности критической точки жидкость–газ. Полученное условие применимости выражения для интенсивности рассеяния как явной функции температуры или плотности говорит об адекватности ее применения для описания имеющихся экспериментальных данных бинарной смеси метан–пентан. Показано, что экспериментальные данные и теория хорошо согласуются друг с другом. В результате процедуры оптимизации были найдены значения критической температуры и плотности смеси.

Ключевые слова: интенсивность рассеяния света, пограничная кривая, критическая точка жидкость–газ, теория скейлинга, критические индексы, принцип изоморфизма в смесях.

Для цитирования: Куликов В.Д. Исследование интенсивности рассеяния света на пограничной кривой бинарной смеси в рамках теории скейлинга // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 16–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art2>

Экспериментальные методы, основанные на измерении интенсивности рассеяния света, являются мощным инструментом исследования фазовых переходов в жидкостях. Было установлено, что интенсивность рассеяния аномально возрастает в окрестности критических точек жидкость–газ при переходе из однофазного в двухфазное состояние.

Необходимо отметить, что изучению этого весьма яркого явления, получившего название критической опалесценции, в основе которой лежат сильно развитые флуктуации плотности компонентов смеси, посвящено огромное число работ. Уникальность критической опалесценции заключается в

том, что в смесях она не только не ослабляется, но, напротив, становится сильнее.

Здесь уместно заметить, что аномальное околокритическое поведение измеряемых термодинамических величин в чистых жидкостях выражено сильнее, чем в смесях. Например, изохорная теплоемкость, расходящаяся в критической точке чистой жидкости, в смеси становится конечной величиной, т.е. ее сингулярное поведение подавляется. Изотермическая сжимаемость, сильно расходящаяся в критической точке чистой жидкости, расходится слабо в окрестности критической точки жидкость–газ смеси и т.д.

Величина интенсивности рассеяния в жидкости пропорциональна коррелятору диэлектрической проницаемости жидкости:

$$I_{scatt} = \text{const} \langle \delta\epsilon(\vec{q})\delta\epsilon(-\vec{q}) \rangle, \quad (1)$$

где $|\vec{q}| = 4\pi n / \lambda \sin(\vartheta/2)$ – величина волнового вектора рассеяния, ϵ – диэлектрическая проницаемость смеси, λ – длина волны падающего света, n – показатель преломления среды, ϑ – угол рассеяния, $\delta\epsilon$ представляет собой флуктуации диэлектрической проницаемости ϵ .

Если рассматривать диэлектрическую проницаемость ϵ как функцию молярной плотности смеси ρ , температуры T и разности химических потенциалов компонентов $\mu = \mu_2 - \mu_1$, то в этом наборе переменных единственной сильно

флуктуирующей величиной является плотность смеси. Таким образом, если оставить только главный вклад в интенсивность рассеяния от флуктуаций плотности, то можно написать следующее выражение:

$$I_{scatt} = \text{const} \left(\frac{\partial \epsilon}{\partial \rho} \right)_{T,\mu}^2 \langle \delta\rho(\vec{q})\delta\rho(-\vec{q}) \rangle + I_{BG}, \quad (2)$$

причем производная $(\partial\epsilon/\partial\rho)_{T,\mu}$ ведет себя регулярным образом, а I_{BG} содержит вклады от не критического рассеяния, т.е. является малой поправкой к главному члену.

Для коррелятора плотности $\langle \delta\rho(\vec{q})\delta\rho(-\vec{q}) \rangle$ обычно используется приближение Орнштейна–Цернике:

$$\langle \delta\rho(\vec{q})\delta\rho(-\vec{q}) \rangle = \rho^2 \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_{T,\mu} \frac{RT}{1 + (qr_c)^2}, \quad (3)$$

где R – универсальная газовая постоянная, r_c – корреляционная длина, а производная $(\partial\rho/\partial P)_{T,\mu}$ представляет собой аналог изотермической сжимаемости в бинарной смеси.

В рамках масштабной теории (скейлинга) и принципа изоморфизма критических явлений в смесях [1] можно написать:

$$r_c = r_0 |t|^{-\nu}; \quad RT_c (\partial\rho/\partial P)_{T,\mu} \approx \left[\Gamma_0^{(-)} |t|^{-\gamma} (1 + \Gamma_1 |t|^\Delta) \pm b_2 \beta B_0 |t|^{\beta-1} \right]. \quad (4)$$

Здесь $\nu = 0,63$, $\gamma = 1,24$, $\beta = 0,325$ – универсальные критические индексы, одинаковые для различных жидкостей,

тогда как амплитуды r_0 , B_0 , $\Gamma_0^{(-)}$ и Γ_1 зависят от системы, т.е. являются не универсальными.

В уравнении (4) учтена первая неасимптотическая поправка с амплитудой Γ_1 и критическим индексом Вегнера $\Delta = 0,51$. Коэффициент b_2 – это так называемый коэффициент перемешивания термодинамических полей. В однокомпонентной жидкости он определяет сингулярный диаметр кривой сосуществования жидкой и газовой фаз в переменных плотность–температура. Заметим, что величина сжимаемости в жидкой и газовой фазе разная, знак «+»

в уравнении (4) относится к газовой фазе, а знак «–» – соответственно к жидкой фазе. Наконец, переменная t , определяющая околоскритическое поведение, есть $|t| = |\tau(\mu)| = 1 - T/T_c(\mu)$. В соответствии с принципом изоморфизма критических явлений в смесях критическая температура смеси T_c , также как критические давление P_c и плотность ρ_c , зависят от разности химических потенциалов компонентов μ .

Выражение (2) с учетом (4) удобно переписать в следующем виде:

$$I_{scatt} = I_0 \frac{[\Gamma_0(1 + \Gamma_1 |t|^\Delta) \pm b_2 \beta B_0 |t|^{\beta\delta-1}]}{|t|^\gamma + (qr_0)^2} + I_{BG}. \quad (5)$$

Здесь был введен универсальный критический индекс $\delta = 1 + \gamma/\beta \approx 4,815$ и использовано соотношение $\gamma \approx 2\nu$. Поскольку эксперимент проводится при постоянном среднем составе смеси x , а не при фиксированной величине химического потенциала μ , нужно перейти от $\mu = \text{const}$ к фиксированному составу смеси $x = \text{const}$.

Основной целью данной работы является получение максимально простого выражения для интенсивности рассеяния, которое бы адекватно описывало имеющиеся экспериментальные данные. В частности, мы имеем данные по интенсивности рассеяния света на пограничной кривой бинарной смеси метан–пентан [2].

Начнем с уравнения пограничной кривой (DBC), которое было получено в работе [3]:

$$K_1(x)K_2(x)\varphi_1(t_{DBC}) - R \frac{dT_c}{d\mu} K_2(1 - b_2 K_0(x))\varphi_2(t_{DBC}) + (1 - K_2 D(x))t_{DBC} + \tau(x) = 0, \quad (6)$$

где $\tau(x) = T/T_c(x) - 1$, а скейлинговые плотности $\varphi_1(t_{DBC})$ и $\varphi_2(t_{DBC})$ на DBC равны $\varphi_1(t_{DBC}) = \pm B_0(x)|t_{DBC}|^\beta$ (знак «+» относится к жидкой фазе, а «–» – к газовой фазе) и $\varphi_2(t_{DBC}) = -A_0^{(-)}(x)/(1 - \alpha)|t_{DBC}|^{1-\alpha}$.

Кроме того, здесь были введены следующие параметры:

$$K_0(x) = \frac{1}{\rho_c R} \left[\left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_{cxc} - \frac{dP_c}{dT_c} \right]; \quad K_1(x) = K_0(x) R \frac{dT_c}{d\mu}; \quad K_2(x) = \frac{1}{T_c} \frac{dT_c}{dx}. \quad (7)$$

Уравнение (6) связывает экспериментально измеряемую величину $\tau(x)$ с параметрической переменной $|t| = |\tau(\mu)|$ на пограничной кривой. Нам же

нужно, наоборот, выразить t через $\tau(x)$. Будем искать приближенное решение уравнения (6) в виде ряда $t = t_1 + t_2 + \dots$, тогда в главном порядке имеем:

$$K_1 K_2 \varphi_1(t_{DBC}) + \tau(x) = 0 \quad \text{или} \quad |t_1| = |\tau(\mu_{DBC})^{(1)}| \approx \left(\frac{|\tau(x)|}{X_B} \right)^{1/\beta}, \quad (8)$$

где $X_B = B_0(x) K_1 K_2$.

Следующее приближение задается уравнением:

$$\pm X_B |t_1 + t_2|^\beta + \tilde{X}_A |t_1|^{1-\alpha} + (1 - K_2 D(x)) |t_1| + \tau(x) = 0, \quad (9)$$

где

$$X_A = RT_c (dx_c / d\mu) A_0^{(-)} K_2^2(x) = x(1-x) A_0^{(-)} K_2^2(x); \quad \tilde{X}_A = (1 - b_2 K_0) X_A.$$

Здесь было использовано условие на линии критических точек, так называемое «critical line condition», которое дает $dx_c / d\mu \approx x(1-x) / RT_c(x)$ [4].

Поскольку в двухфазной области величина $t < 0$, то $|t_1 + t_2| = -(t_1 + t_2) = |t_1| - t_2$ и можно написать:

$$|t_1 + t_2|^\beta = [-(t_1 + t_2)]^\beta = [(-t_1)(1 + t_2/t_1)]^\beta = (-t_1)^\beta \left(1 + \frac{t_2}{t_1} \right)^\beta \approx |t_1|^\beta \left(1 - \beta \frac{t_2}{|t_1|} \right),$$

следовательно,

$$\pm X_B |t_1|^\beta \left(1 - \beta \frac{t_2}{|t_1|} \right) + \tilde{X}_A |t_1|^{1-\alpha} + (1 - K_2 D(x)) |t_1| + \tau(x) = 0$$

или

$$\pm \beta X_B \frac{t_2}{|t_1|^{1-\beta}} = \tilde{X}_A |t_1|^{1-\alpha} + (1 - K_2 D(x)) |t_1| \rightarrow t_2 = \pm \frac{1}{\beta X_B} \left(\tilde{X}_A |t_1|^{\beta+\gamma} + (1 - K_2 D(x)) |t_1|^{2-\beta} \right).$$

Таким образом, в этом приближении мы имеем:

$$|t_{DBC}| \approx \left(\frac{|\tau(x)|}{X_B} \right)^{1/\beta} \mp \frac{1}{\beta X_B} \left(\tilde{X}_A \left(\frac{|\tau(x)|}{X_B} \right)^\delta + (1 - K_2 D(x)) \left(\frac{|\tau(x)|}{X_B} \right)^{\frac{2-\beta}{\beta}} \right), \quad (10)$$

где $2/\beta - 1 \approx 5,154$.

Условием применимости данного приближения является $|t_1| \gg |t_2|$, т.е.

$$\left(\frac{|\tau(x)|}{X_B}\right)^{1/\beta} \gg \frac{\tilde{X}_A}{\beta X_B} \left(\frac{|\tau(x)|}{X_B}\right)^\delta \left(1 + \frac{(1 - K_2 D(x)) \left(\frac{|\tau(x)|}{X_B}\right)^{\frac{\alpha}{\beta}}}{\tilde{X}_A}\right). \quad (11)$$

Если пренебречь поправкой, пропорциональной $(|\tau(x)|/X_B)^{\frac{\alpha}{\beta}}$, то это условие сводится к следующему неравенству:

$$|\tau(x)| \ll X_B \left(\frac{\beta X_B}{\tilde{X}_A}\right)^{\frac{\beta}{\beta\delta-1}} \quad \text{или} \quad |\tau(x)| \ll x(1-x)B_0 K_0 K_2^2 \left(\frac{\beta B_0 K_0}{(1-b_2 K_0)A_0^{(-)}}\right)^{\frac{\beta}{\beta\delta-1}}. \quad (12)$$

Из уравнения (10) следует, что поправка к главному приближению имеет высокий порядок малости по переменной $|\tau(x)|/X_B$, поэтому можно ожидать, что главное приближение будет достаточно

хорошо описывать эксперимент в широкой области температур.

Аналогичным образом можно получить выражение для интенсивности рассеяния в зависимости от плотности смеси на пограничной кривой.

Воспользуемся уравнением, полученным в работе [5], которое связывает плотность на DBC с параметрической переменной t :

$$\frac{\rho}{\rho_c(x)} - 1 = a_1(x)\varphi_1 + (b_2 a_1(x) + x(1-x)K_2(x)K_3(x))\varphi_2 + (K_3(x)D - d_1)|t|, \quad (13)$$

где

$$a_1(x) = 1 - K_1(x)K_3(x); \quad K_3(x) = \rho_c^{-1}(d\rho_c(x)/dx).$$

Коэффициент d_1 появляется из регулярной части плотности.

Будем опять искать приближенное решение (13), тогда в главном порядке, оставляя только φ_1 , получим:

$$\rho/\rho_c(x) - 1 = \pm a_1(x)B_0 |t_1|^\beta \Rightarrow |t_1| = \left(\frac{|\rho/\rho_c(x) - 1|}{a_1(x)B_0}\right)^{1/\beta}. \quad (14)$$

Следующее приближение дает:

$$\pm a_1(x)|t_1|^\beta \left(1 - \beta \frac{t_2}{|t_1|}\right) - \left(b_2 a_1(x) \frac{A_0^{(-)}}{1-\alpha} + X_A \frac{K_3}{K_2}\right) |t_1|^{1-\alpha} + (K_3 D - d_1)|t_1| = \frac{\rho}{\rho_c(x)} - 1$$

или

$$t_2 = \pm \frac{1}{\beta a_1(x)} \left(\left[b_2 a_1(x) \frac{A_0^{(-)}}{1-\alpha} + X_A \frac{K_3}{K_2} \right] |t_1|^{\beta+\gamma} + (d_1 - K_3 D(x)) |t_1|^{2-\beta} \right) \quad (15)$$

Окончательно в этом приближении имеем:

$$|t| = \left(\frac{|\Delta\rho|}{a_1 \rho_c B_0} \right)^{1/\beta} \mp \frac{1}{\beta a_1} \left(\frac{|\Delta\rho|}{a_1 \rho_c B_0} \right)^{\delta} \left[X_A \frac{K_3}{K_2} + b_2 \frac{a_1 A_0^{(-)}}{1-\alpha} + (d_1 - K_3 D(x)) \left(\frac{|\Delta\rho|}{a_1 \rho_c B_0} \right)^{\frac{\alpha}{\beta}} \right], \quad (16)$$

где $\Delta\rho = \rho - \rho_c(x)$.

Условие применимости данного приближения:

$$\left(\frac{|\Delta\rho|}{a_1 \rho_c B_0} \right)^{1/\beta} \gg \frac{X_A K_3}{\beta a_1 K_2} \left(\frac{|\Delta\rho|}{a_1 \rho_c B_0} \right)^{\delta} \Rightarrow \frac{|\Delta\rho|}{\rho_c} \ll a_1 B_0 \left(\frac{\beta a_1}{x(1-x) A_0^{(-)} K_2 K_3} \right)^{\frac{1}{\beta\delta-1}}. \quad (17)$$

Интересно построить и сравнить точную зависимость $t = t(\tau(x))$, полученную из (6), и приближенные зависимости, найденные из (8) и (10). Это можно сделать, если воспользоваться критическим локусом смеси

метан–пентан $T_c(x)$, $P_c(x)$ и $\rho_c(x)$, который был получен ранее в работе [6], некоторыми параметрами, найденными там же, и кроме того, величинами амплитуд $A_0^{(-)}$, имеющимися в работе [7].

Например, используя линейное правило смешения для амплитуд, имеем:

$$B_0(x) = B_0^{(1)}(1-x) + B_0^{(2)}x,$$

$$\text{где } B_0^{(1)} = 1,52, B_0^{(2)} = 1,76, A_0^{(-)}(x) = 8,97(1-x) + 18,89x,$$

а также параметры модели:

$$\text{регулярные части плотности } d_1(x) = -0,733(1-x) - 0,6x,$$

$$\text{плотности второго компонента } D(x) = 0,133x(1-x)$$

$$\text{и величины } \left(\partial P / \partial T \right)_{\text{сск}}^c = 0,144(1-x) + 0,05x,$$

являющейся аналогом производной вдоль кривой сосуществования для смеси.

На рис. 1 показаны результаты сравнения зависимостей $t = t(\tau(x))$, вытекающих из численного решения уравнения (6) и приближенных зависимостей (8) и (10). Из рисунка

следует, что приближенные решения довольно точно соответствуют численному решению уравнения (6) в экспериментально исследованной области.

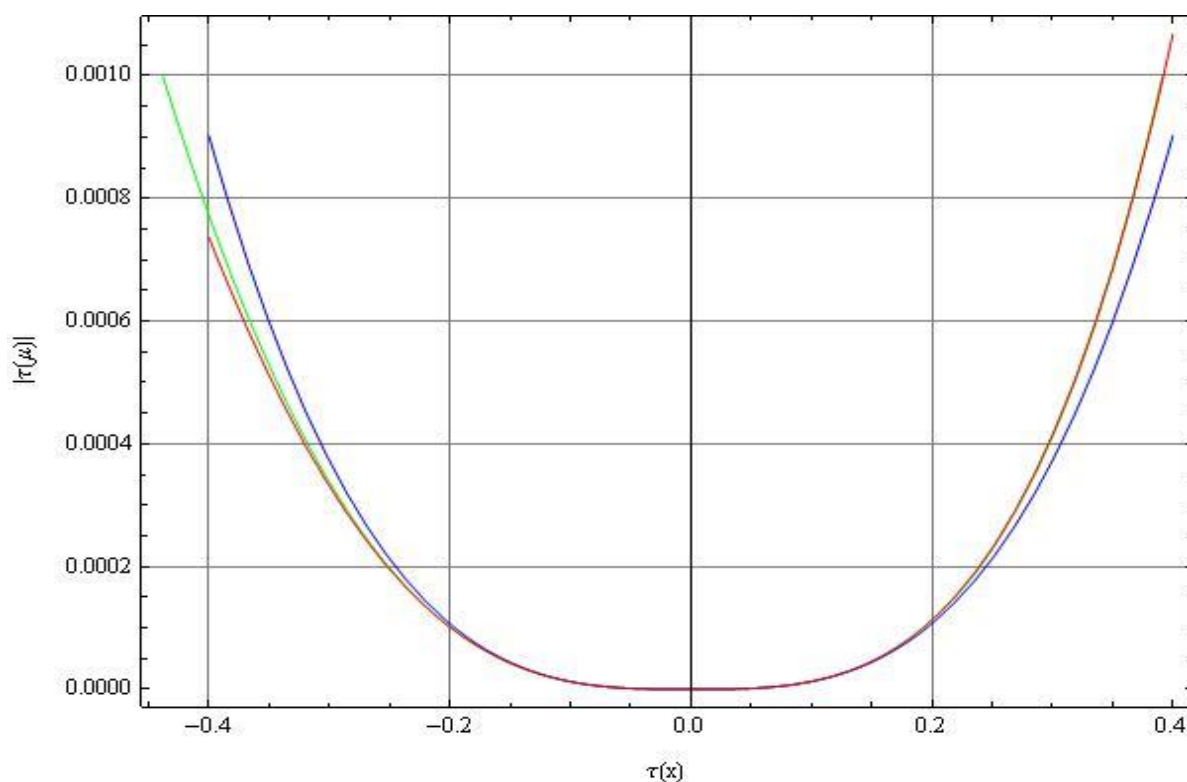


Рис. 1. Сравнение зависимостей $t = t(\tau(x))$, полученных в результате решения численного уравнения (6), и приближенных зависимостей (8) и (10) при концентрации пентана $x = 0,182$ м.д.

- численное решение уравнения (6)
- приближенное решение $t_1 = t(\tau(x))$
- приближенное решение с учетом поправки второго порядка $t_1 + t_2 = t(\tau(x))$

В работе [2] исследовалась бинарная смесь метан–пентан (мольная концентрация пентана составляла 0,182 мольных долей). В частности, были получены данные по интенсивности рассеяния на пограничной кривой смеси в зависимости от температуры и плотности. На рис. 2 и 3 показаны результаты обработки экспериментальных

точек с использованием теоретической зависимости интенсивности рассеяния (5), с учетом соотношений (8) и (16).

Как видно из этих рисунков, предложенная модель адекватно описывает экспериментальные данные во всем интервале температур (~ 52 К) и плотностей ($\sim 0,1$ г/см³).

Заметим, что критическая температура $T_c(x)$ и критическая плотность $\rho_c(x)$ смеси в этом подходе были подгоночными параметрами.

Найденные в результате оптимизации критические параметры: $T_c(x) = 287,31$ К и $\rho_c(x) = 0,308$ г/см³.

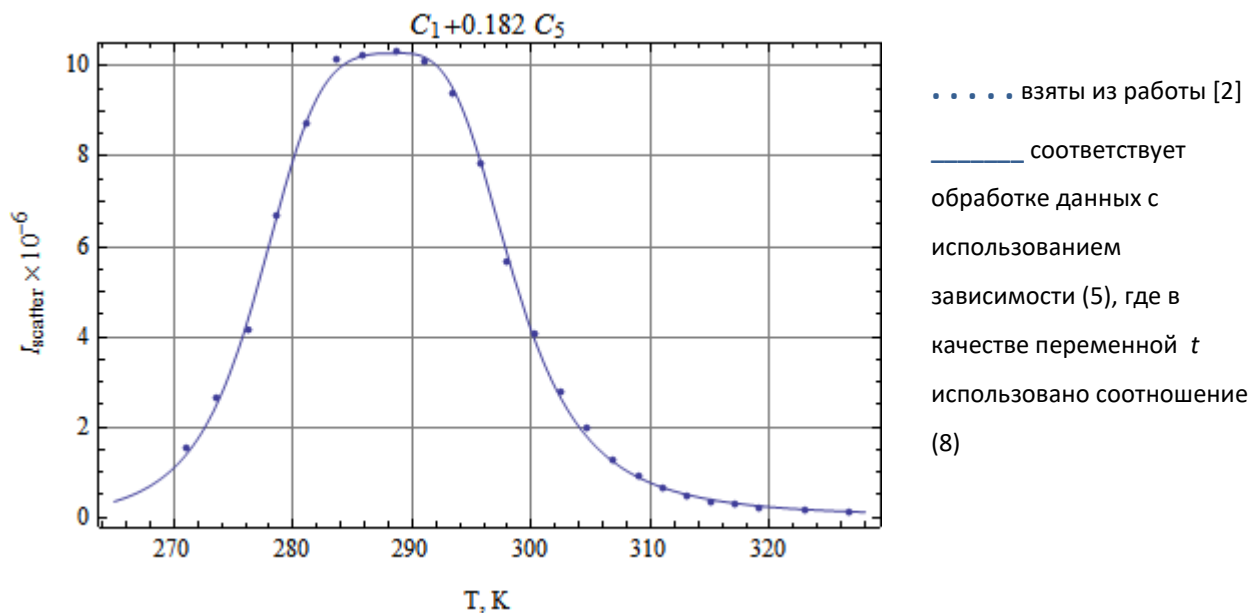


Рис. 2. Интенсивность рассеяния света I_{scatter} на пограничной кривой бинарной смеси метан–пентан ($C_1 + 0,182 C_5$) как функция температуры T

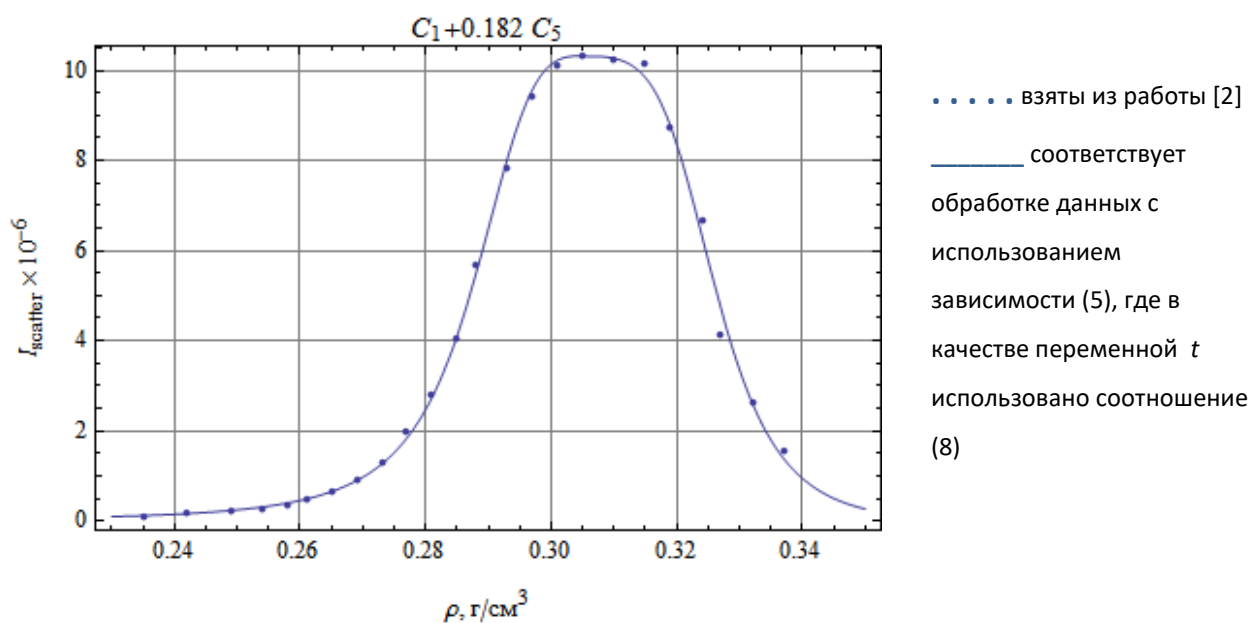


Рис. 3. Интенсивность рассеяния света I_{scatter} на пограничной кривой бинарной смеси метан–пентан ($C_1 + 0,182 C_5$) как функция средней плотности смеси ρ

Выводы

В рамках теории скейлинга было получено простое выражение для интенсивности рассеяния света на пограничной кривой бинарной смеси. При этом оказалось, что уже первое приближение позволяет описывать экспериментальные данные с хорошей точностью, а поправки к этому решению оказываются высокого порядка по $\tau(x)$ и не влияют существенно на точность описания данных. При обработке данных с использованием

теоретической зависимости удастся установить значения критической температуры и плотности.

Необходимо отметить, что хотя предложенный подход разработан для описания бинарной смеси, он остается справедливым и для смесей с большим числом компонентов. При этом структура выражений остается неизменной, изменяется вид параметров, входящих в выражение для интенсивности, но при описании эксперимента их нужно рассматривать в качестве подгоночных.

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. Анисимов М.А., Воронель А.В., Городецкий Е.Е. Изоморфизм критических явлений // ЖЭТФ. 1971. Т.60, № 3. С.1117–1130.
2. Поднек В.Э., Воронов В.П., Кияченко Ю.Ф., Сирота А.С. Сравнительный анализ эффективности оптического и калориметрического методов изучения околкритического состояния углеводородных систем // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 37–61. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art4>
3. Городецкий Е.Е., Куликов В.Д., Федюнина Л.В., Анисимов М.А. Изоморфное описание двухфазной области околкритических бинарных растворов // ЖЭТФ. 1997. Т. 111, № 1. С. 120–126.
4. Anisimov M.A., Sengers J.V. On the choice of a hidden field variable near the critical point of fluid mixtures // Physics Letters A. 1992. Vol. 172, No. 3. P. 114–118. [https://doi.org/10.1016/0375-9601\(92\)90968-R](https://doi.org/10.1016/0375-9601(92)90968-R)
5. Куликов В.Д., Беяков М.Ю. Параметрические уравнения изоплер бинарной смеси в окрестности критической точки жидкость–пар // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 2(17). С. 13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art13>
6. Voronov V.P., Belyakov M.Yu., Gorodetskii E.E., Kulikov V.D. et al. Phase behavior of methane-pentane mixture in bulk and in porous media // Transport in Porous Media. 2003. Vol. 52, No. 2. P. 123–140. <https://doi.org/10.1023/A:1023572003514>
7. Anisimov M.A., Thoen J. Heat capacities in the critical region // Heat Capacities: Liquids, Solutions and Vapours. Cambridge: Royal Society of Chemistry, 2010. Chapter 14. P. 307–328. <https://doi.org/10.1039/9781847559791-00307>

The study of light-scattering intensity on the dew–bubble curve of a binary mixture in the framework of scaling theory

V.D. Kulikov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: kulikov@ipng.ru

Abstract. In the framework of scaling theory and the principle of isomorphism of critical phenomena in mixtures, the analytical expression for the light-scattering intensity in a binary fluid mixture has been obtained in rather wide vicinity of its liquid–gas critical point. The deduced validity condition for the light-scattering intensity as an explicit function of temperature or density reveals the adequacy of the description of the obtained experimental data for the methane–pentane binary mixture. The good agreement between the theory and the experiment has been demonstrated. The critical temperature and density values were obtained as a result of optimization procedure.

Keywords: light-scattering intensity, dew–bubble curve, liquid–gas critical point, scaling theory, critical exponents, isomorphism principle in mixtures.

Citation: Kulikov V.D. The study of light-scattering intensity on the dew–bubble curve of a binary mixture in the framework of scaling theory // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 16–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art2> (In Russ.).

References

1. Anisimov M.A., Voronel' A.V., Gorodetskii E.E. Isomorphism of critical phenomena // Journal of Experimental and Theoretical Physics. 1971. Vol. 33, No. 3. P. 605–612.
2. Podnek V.E., Voronov V.P., Kiyachenko Yu.F. Comparative analysis of the efficiency of optical and calorimetric methods for studying the near-critical state of hydrocarbon mixtures // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 37–61. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art4> (In Russ.).
3. Gorodetskii E.E., Kulikov V.D., Fedyunina L.V., Anisimov M.A. Isomorphic description of the two-phase region of near-critical binary mixtures // Journal of Experimental and Theoretical Physics. 1997. Vol. 84, No. 4. P. 66–69. <https://doi.org/10.1134/1.558153>
4. Anisimov M.A., Sengers J.V. On the choice of a hidden field variable near the critical point of fluid mixtures // Physics Letters A. 1992. Vol. 172, No. 3. P. 114–118. [https://doi.org/10.1016/0375-9601\(92\)90968-R](https://doi.org/10.1016/0375-9601(92)90968-R)
5. Kulikov V.D., Belyakov M.Yu. Parametric equations of isopleths in binary mixture in the vicinity of vapor–liquid critical point // Actual Problems of Oil and Gas. 2017. Iss. 2(17). P. 13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art13> (In Russ.).
6. Voronov V.P., Belyakov M.Yu., Gorodetskii E.E., Kulikov V.D. et al. Phase behavior of methane–pentane mixture in bulk and in porous media // Transport in Porous Media. 2003. Vol. 52, No. 2. P. 123–140. <https://doi.org/10.1023/A:1023572003514>
7. Anisimov M.A., Thoen J. Heat capacities in the critical region // Heat Capacities: Liquids, Solutions and Vapours. Cambridge: Royal Society of Chemistry, 2010. Chapter 14. P. 307–328. <https://doi.org/10.1039/9781847559791-00307>

Фрактальная теория вязкости неньютоновской нефти, основанная на учете взаимодействия коллоидных частиц: обзор и новые результаты

В.И. Лесин

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва
E-mail: vilesin@inbox.ru

Аннотация. Для описания вязкости нефти автором была предложена теория, основанная на новой физической модели, которая заключается в учете взаимодействия отдельных коллоидных частиц и их агрегатов фрактальной структуры. Этот процесс сопровождается присоединением к агрегатам отдельных частиц и их отрывом под действием напряжения сдвига, что отражается на затратах энергии движения флюида и проявляется как зависимость вязкости от скорости сдвига.

Цель обзора состоит в демонстрации применения фрактальной теории вязкости для интерпретации результатов известных экспериментальных исследований. Обзор также содержит результаты новых экспериментальных исследований модельного образца нефти для иллюстрации ряда утверждений теории. Указаны детальные параметры физической модели, на основе которой предложена фрактальная теория вязкости, получена система двух уравнений, позволяющая описывать зависимости вязкости от скорости сдвига и времени.

Продемонстрировано соответствие вытекающих из теории выводов известным и вновь полученным экспериментальным данным. Подтверждены экспериментально предсказанные теорией закономерности релаксации вязкости при росте и снижении скорости сдвига. Предложена методология, основанная на законах термодинамики и позволяющая выбирать режим воздействия скоростью сдвига на тяжелую нефть для снижения ее вязкости.

Ключевые слова: нефть, вязкость, фрактальная теория, физическая модель, зависимость вязкости от скорости сдвига, зависимость вязкости от времени.

Для цитирования: Лесин В.И. Фрактальная теория вязкости неньютоновской нефти, основанная на учете взаимодействия коллоидных частиц: обзор и новые результаты // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 26–46. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art3>

Введение

Создание теории и математической модели вязкости тяжелой нефти является актуальной задачей для нефтяной промышленности. Феноменологические теории, основанные на математической обработке экспериментальных данных, не опираются на физические свойства структур нефти и не описывают многие особенности изменений вязкости при воздействии скорости сдвига и электромагнитных полей.

Увеличение в структуре добычи и транспортировке доли тяжелой нефти, обладающей высокой вязкостью, требует разработки эффективных методов воздействия на вязкость. Создание таких методов, в свою очередь, вызывает необходимость создания физических моделей, которые адекватно описывают имеющиеся экспериментальные данные, на основе которых можно предсказывать результаты применения новых технологий снижения вязкости.

В обзоре 2016 г. [1] отмечено, что неньютоновские свойства появляются, когда в составе нефти имеются асфальтены, текущая вязкость определяется структурами частиц нефти и при заданной температуре зависит от истории физических воздействий, в частности, скорости охлаждения. Для описания зависимости вязкости от скорости сдвига авторы предлагают феноменологические уравнения, основанные на описании экспериментальных зависимостей. В более поздней работе [2] авторы вводят сферические коллективные структуры нефти с целью описания аномальных экспериментальных зависимостей напряжения сдвига от скорости сдвига, используя предложенные ранее феноменологические уравнения, предсказывают экспоненциальную зависимость радиуса от времени роста таких агрегатов, размер агрегатов принимается равным порядка 8 нм. Публикации [1, 2] демонстрируют типичный подход к описанию вязкости, в котором отсутствует прямая связь между физическими свойствами компонентов нефти и их влиянием на затраты энергии, требуемой для движения флюида, т.е. на преодоление сил внутреннего трения, вызванных вязкостью.

В работе [3] был использован новый подход к созданию физической модели вязкости, основанный на разделении состава нефти на жидкую фазу, обладающую ньютоновскими свойствами и содержащую одиночные и мелкие коллоидные частицы, и твердую фазу, представляющую агрегаты коллоидных частиц нефти. Неньютоновские свойства, т.е. зависимость вязкости от скорости сдвига, согласно модели, вызывались процессами присоединения отдельных коллоидных частиц к

фрактальным агрегатам (ФА) и отрывом частиц (разрушением агрегата) под действием напряжения сдвига. В работе [3] получена формула, описывающая зависимость вязкости от скорости сдвига, дано объяснение уменьшению вязкости после обработки магнитным полем образца нефти, содержащего наноразмерные магнитные частицы оксидов железа. Рассеяние гидродинамической энергии, сопровождающее массообмен, выражалось в росте вязкости η из-за увеличения затрат гидродинамической энергии на движение фрактального агрегата и обеспечивалось работой сил вязкого трения на вращение ФА в поле градиента скорости течения V :

$$dV/dx = G,$$

где G – скорость сдвига.

Теория основывалась на присутствии в нефти фрактальных агрегатов, изображения и размеры которых были получены в работе [3].

Присутствие ФА в нефти и зависимость размеров агрегата от скорости сдвига неоднократно подтверждались в ряде работ [4–6], что дало обоснование развитию модели и позволило предложить впоследствии более полную, чем в работе [3], фрактальную теорию вязкости, краткое изложение которой приводится в работе [7].

Из предложенной в работе [3] теории следует, что обработка магнитным полем нефти сопровождается как снижением скорости отложений асфальтенов, смол и парафинов, так и снижением вязкости [8], что экспериментально подтверждается, например, в работе [9].

Цель работы – обзор применения фрактальной теории вязкости для интерпретации результатов известных и новых экспериментальных исследований модельного образца нефти для иллюстрации ряда утверждений теории и анализ соответствия фрактальной теории известным по публикациям экспериментальным данным.

Модельный образец нефти был выбран для демонстрации вытекающих из теории экспериментальных результатов, в частности, для обоснования режимов воздействия на него скоростью сдвига с целью снижения вязкости нефти. Выбор режима был обоснован применением общего закона термодинамики – уменьшения свободной энергии тела при постоянной температуре.

Фрактальная теория вязкости нефти

В работе [3] была предложена формула, связывающая вязкость η со средним инерциальным радиусом фрактального агрегата

$$R = (R/a),$$

где R – радиус инерции,

a – радиус коллоидной частицы,

и концентрацией фрактального агрегата N (см^{-3}) соотношением:

$$\eta = \eta_{\infty}(1 + Ka^3NR^{\lambda}), \quad (1)$$

где η_{∞} – вязкость ньютоновской вмещающей жидкости, содержащей отдельные коллоидные частицы, которые не взаимодействуют между собой и не разрушаются под действием скорости сдвига G ; параметр $\lambda \geq 0$; здесь и в дальнейшем K – постоянная, зависящая от параметров взаимодействия ФА с коллоидными одиночными частицами дисперсии.

Формула (2) была получена путем вычисления мощности работы сил вязкого

трения вмещающей жидкости, необходимой для движения (вращения) фрактального агрегата и процесса динамического обмена – присоединения к ФА и отрыва коллоидных частиц нефти от ФА.

Как видно из (1), при $\lambda = 0$, или $R = 1$ вязкость зависит от объема коллоидных частиц в соответствии с уравнением Эйнштейна.

При исследованиях воздействия скорости сдвига на размеры ФА было экспериментально установлено [10] и подтверждено для нефти [4–6], что зависимость стационарного значения R от G имеет вид:

$$R \sim (G_0/G)^h.$$

Здесь G_0 и $h > 0$ – параметры, зависящие от структуры ФА.

Величина G_0 пропорциональна площади контактов коллоидной частицы с соседними частицами в ФА, при малой величине $G_0 \rightarrow 0$, а при G , близких к нулю, $\eta \rightarrow \text{const}$.

С учетом зависимости $R(G)$ в работе [7] получено уравнение для $\eta(G)$:

$$\eta = \eta_{\infty}(1 + K_1a^3N(G_0/G)^{\lambda h}), \quad (2)$$

Аналогичная по виду формула была предложена в [11] для описания экспериментальных зависимостей вязкости углеводородной смазки от скорости сдвига. Формула (2) описывает закон вязкости Оствальда для случая

$$K_1a^3N(G_0/G)^{\lambda h} \gg 1.$$

Формула (2) первоначально была предложена для описания стационарного значения вязкости, поэтому для получения экспериментальной зависимости $\eta(G)$ требовалось измерять значение вязкости при изменении G через некоторое время, когда величина $\eta(G)$ достигнет стационарного значения.

Для учета динамики изменений ФА под действием сил вязкого трения уравнения (1) и (2) были дополнены уравнением зависимости радиуса фрактального агрегата от времени t при воздействии скорости сдвига [7]:

$$dR^D/dt = K_1 R n - K_2 G R^p - K_3 R^d, \quad (3)$$

где D – фрактальная размерность массы ($1 \leq D \leq 3$),

n – концентрация коллоидных частиц,

p и d – постоянные, зависящие от структуры ФА.

Константы K_1 , K_2 , K_3 – зависят сложным образом от D , G , t и расстояния от центра инерции r , но сохраняют свои значения в достаточно больших диапазонах G и, соответственно, r .

Здесь

$K_1 R n$ – скорость присоединения отдельных коллоидных частиц с концентрацией n к ФА,
 $K_2 G R^p$ – скорость отрыва частиц от ФА под действием сил вязкости,

$K_3 R^d$ – скорость отрыва частиц от ФА за счет теплового движения.

K_1 зависит от частоты столкновений, контролируемых диффузией, между фрактальным агрегатом и коллоидными частицами, а также от вероятности присоединения к ФА.

Уравнение (3) было получено с использованием уравнений, предложенных в работах [10, 12–14] для описания изменений массы фрактального агрегата

$$M = m(R/a)^D,$$

где m – масса коллоидной частицы.

Физическая модель фрактальной теории вязкости основывается на следующих утверждениях:

1) Ньютонская вмещающая жидкость – нефть, содержащая отдельные коллоидные

частицы, за счет расходования своей гидродинамической энергии перемещает фрактальный агрегат, обеспечивая вращение частиц с частотой G вокруг центров инерции. Как следствие такого вращения, составляющая вектора скорости вращения в направлении течения вмещающей жидкости для каждой точки на поверхности фрактального агрегата равна вектору скорости вмещающей жидкости. При соблюдении этого условия частота столкновения ФА с коллоидными частицами будет определяться скоростью диффузии и радиусами сталкивающихся объектов.

2) Вектор сил напряжения сдвига τ перпендикулярен радиус-вектору r , направленному из центра инерции к поверхности ФА [10, 14], т.е. скалярное произведение

$$\tau \cdot r = 0.$$

Силы сдвига, действующие на поверхность фрактального агрегата S , которая вращается со скоростью $\sim GR$, совершают работу с мощностью $\sim \tau S G R$ [3]. Работа сил τ расходуется не только на перемещение фрактального агрегата, но и на потери, вызванные ростом кинетической энергии частиц при присоединении к ФА до величины, которая равна потере кинетической энергии

$$\sim m(GR)^2/2,$$

при отрыве частицы от ФА и последующем торможении в жидкости.

3) Концентрация $N = \text{const}$ в ходе роста/разрушения фрактального агрегата под действием напряжения сдвига [15]. Величина N равна концентрации примесей минеральных частиц, в том числе отдельных магнитных частиц оксидов железа, их кластеров и фрактальных агрегатов.

4) Под действием напряжения сдвига величина R изменяется во времени t , при этом частота вращения G остается постоянной.

5) При изменении G уравнение (2) справедливо и для $R(t)$.

6) Соотношение концентраций [15]: $N/n \ll 1$.

7) Центральная часть фрактального агрегата обладает высокой плотностью и прочностью, под действием высоких скоростей сдвига разрушение ФА прекращается при достижении некоторого предельного радиуса R .

Особенности строения и основные физические характеристики фрактального агрегата представлены в обзоре [16]. Наиболее важные для теории характеристики приведены ниже.

Плотность ρ распределения коллоидных частиц в ФА зависит от расстояния от центра масс r и параметра β :

$$\rho \sim r^{-\beta}.$$

В работе [16] указано, что для фрактального агрегата больших размеров параметр β может зависеть от r .

В этом случае размерность массы

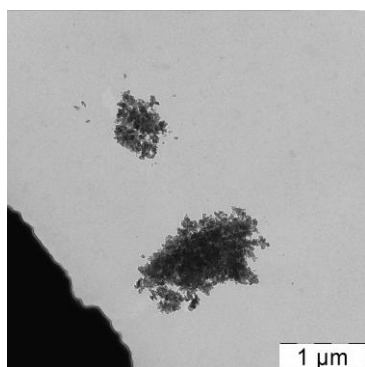
$$D_i = \text{const}$$

для интервалов $r_{i-1} \leq r_i \leq r_{i+1}$.

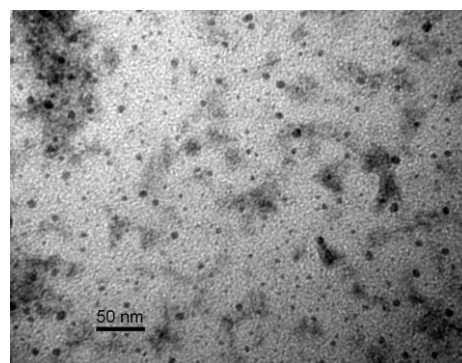
Фрактальные агрегаты обладают пористой структурой, находятся в динамическом равновесии с отдельными коллоидными частицами и их кластерами, инерциальный радиус R и размерность фрактального агрегата D зависят как от скорости сдвига, так и от времени воздействия температуры и механических возмущений – истории предыдущих воздействий [1–5]. Типичные размеры ФА находятся в диапазоне от 1 мкм до 500 мкм [3–5].

На рис. 1 представлены изображения агрегатов коллоидных частиц нефти и отдельных частиц нефти. Для их получения использовались методы просвечивающей электронной микроскопии (микроскоп LEO 912 AB Omega).

Рис. 1, где показаны участки поверхности подложки, на которую нанесены капли нефти, иллюстрирует справедливость приведенных выше утверждений 6 и 7.



a



b

Рис. 1. Полученные методом просвечивающей электронной микроскопии изображение фрактальных агрегатов коллоидных частиц нефти (**a**) и изображение отдельных частиц нефти (**b**), масштабы указаны на рисунках

На рис. 1a видны два фрактальных агрегата размером порядка 1 мкм. На рис. 1b – многочисленные коллоидные частицы нефти и, возможно, частицы горной породы (темные округлые пятна размером ≈ 5 нм). Число частиц n на меньшей площади значительно выше количества N фрактального агрегата (см. рис. 1a). Поскольку изображения были получены в условиях глубокого вакуума, на них отсутствуют следы летучих фракций нефти с упругостью паров более 10^{-4} мм рт. ст. при комнатной температуре.

Часть фрактального агрегата, находящаяся вблизи центра инерции, имеет более высокую плотность, чем периферическая, что обусловлено особенностями динамики роста агрегата [16]. Поскольку параметры дисперсионной части нефти, к которой относятся ФА, зависят от «истории», величина вязкости неоднозначно зависит от температуры и скорости сдвига. Размерность массы D , например, возрастает при длительном воздействии скорости сдвига, при росте температуры, при отсутствии движения раствора [17, 18]. Как следствие, физико-химические характеристики нефти не являются однозначной функцией температуры и величины скорости сдвига [1].

Сформированные в определенных условиях пористые фрактальные агрегаты с размерностью массы $D < 3$ обладают более высокой площадью контакта с вмещающей жидкостью, более высокой свободной энергией – \mathcal{F} , чем сферические плотные агрегаты. Согласно основному закону термодинамики система стремится занять положение, соответствующее минимуму свободной энергии. Минимуму \mathcal{F} , т.е. минимуму площади поверхности при заданном объеме, соответствует перестройка

пористых ФА в плотные, сферической формы (размерностью $D = 3$), с их последующим объединением и седиментацией. Особенностью фрактального агрегата, как следует из названия, является повторение исходной структуры – размерности массы D – в ходе увеличения/разрушения ФА (изменения R). D зависит от условий роста: скорости изменения температуры, скорости сдвига, электромагнитного поля, примесей химических реагентов. В ходе регистрации зависимости $\eta(G)$ проявляется слоистая структура, отражающая зависимость $D(r)$, сформированную к моменту начала измерений. Поскольку фрактальное строение предполагает воспроизведение структуры агрегата при росте для получения сферических плотных ФА, необходимо обеспечить рост на центре кристаллизации с $D = 3$ в условиях, когда частицы будут закрепляться на поверхности только при плотной упаковке.

Сравнение теоретических предсказаний с экспериментальными результатами

С целью иллюстрации соответствия теории экспериментальным данным ряд новых исследований был проведен на образце тяжелой нефти. В статье также использованы ранее опубликованные экспериментальные результаты.

Реометр «Physica MCR 301» фирмы «Anton Paar» (Австрия) с измерительной ячейкой в геометрии конус-плита был использован для измерения вязкости нефти. Измерения производились при атмосферном давлении в диапазоне температур выпадения твердой фазы, диапазон определялся методом дифференциальной сканирующей калориметрии.

Температура начала выпадения твердой фазы из модельного образца нефти, определенная методом дифференциальной сканирующей калориметрии, составила $\approx 40^\circ\text{C}$, плотность при комнатной температуре – $0,96\text{ г/см}^3$, содержание нерастворимых в гептане фракций, включающих асфальтены и смолы, – 27%. Вязкость нефти исследовалась в диапазоне температур от 5 до 40°C , т.е. в области возникновения коллоидных частиц (см. рис. 1).

В составе нефти могут находиться примеси частиц оксидов металлов, которые согласно теории представляют центры адсорбции асфальтенов, являющихся ядрами коллоидных частиц-мицелл нефти.

На рис. 2 приведены результаты исследований методом порошковой

дифракции исследуемого образца нефти. Наличие размытых колец демонстрирует присутствие кристаллических частиц малых размеров, представляющих, вероятно, частицы оксидов металлов.

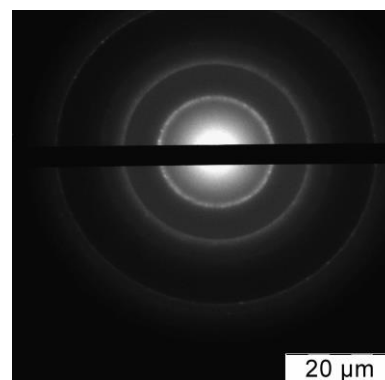


Рис. 2. Электронная дифрактограмма от локальной области образца нефти, содержащей кристаллические частицы

Рассмотрим ряд частных решений уравнений (1)–(3).

I. В состоянии равновесия

$$(dR/dt) = 0 ;$$

при

$$K_3 R^d \ll K_1 R n$$

и

$$K_3 R^d \ll K_2 G R^p$$

решение уравнения (4) имеет вид:

$$K_1 R n = K_2 G R^p .$$

Откуда получаем уравнение:

$$R = (K_1 n / K_2)^{1/(p-1)} (1/G)^{1/(p-1)}$$

$$\text{и} \quad \text{Ln}(\eta/\eta_\infty - 1) = (\lambda/(p-1)) \text{Ln}(K_1 n / K_2) - (\lambda/(p-1)) \text{Ln}(G). \quad (5)$$

Экспериментально полученные зависимости $\text{Ln}(\eta/\eta_\infty - 1)$ от $\text{Ln}(G)$ представляют ломаные линии, состоящие из прямых отрезков, соответствующих

достаточно большим интервалам значений G . На рис. 3 приведен пример зависимости (5) для параметров исследуемого образца нефти.

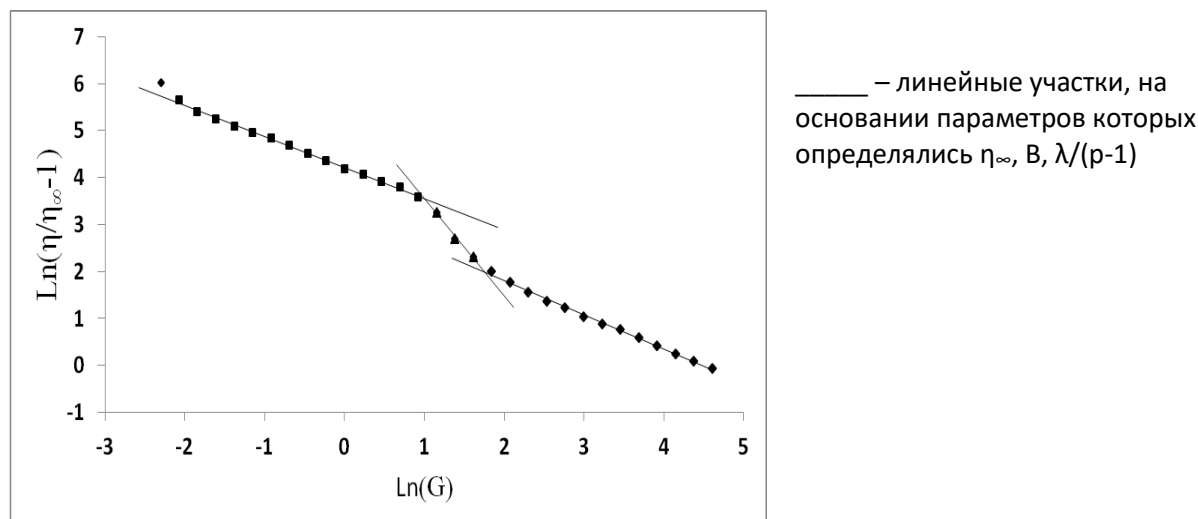


Рис. 3. Зависимость $\text{Ln}(\eta/\eta_\infty-1)$ от $\text{Ln}(G)$, полученная для образца нефти при температуре 10 °C

Зависимость $\text{Ln}(\eta/\eta_\infty-1)$ от $\text{Ln}(G)$ (см. рис. 3) отражает изменение фрактальной размерности массы D в ходе уменьшения радиуса R при разрушении фрактального агрегата под действием скорости сдвига G . Такой вид зависимости показывает, что рост фрактального агрегата происходил в условиях, когда плотность менялась скачкообразно в ходе увеличения массы ФА.

Зависимость $\eta(G)$ для случая, приведенного на рис. 3, описывается функцией:

$$\eta(G) = 0,4(1+B_i G^{-(\lambda/(p-1))_i}),$$

где $\eta_\infty = 0,4 \text{ Па}\cdot\text{с}$,

B_i – константа для определенного диапазона скорости сдвига G ,

параметры линейных участков:

$$(\lambda/(p-1))_1 = 0,65(0,12 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 2,5 \text{ с}^{-1}),$$

$$(\lambda/(p-1))_2 = 1,85(2,5 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 5,3 \text{ с}^{-1}),$$

$$(\lambda/(p-1))_3 = 0,95(5,3 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 100 \text{ с}^{-1}),$$

соответственно.

Обозначим выражение $\lambda/(p-1)$ переменной α .

На отдельных участках ($G_i \leq G \leq G_{i+1}$) стационарная зависимость $\eta(G)$ описывается эмпирической формулой Sisko [11], которая была предложена для смазочных материалов на основе нефти.

На рис. 4 представлена зависимость напряжения сдвига $\tau = G\eta$ от скорости сдвига G для образца, приведенного на рис. 3.

Такую зависимость $\tau(G)$ принято называть аномальной, поскольку в области малых значений скорости сдвига G имеется участок, где одному значению напряжения сдвига τ соответствуют три значения скорости сдвига. С ростом G напряжение сдвига монотонно растет, при достижении некоторого значения G достигает значения максимума τ_{\max} , при дальнейшем росте G напряжение сдвига монотонно снижается, достигает значения минимума τ_{\min} и монотонно растет с последующим ростом G . Согласно фрактальной теории стационарное значение напряжения сдвига:

$$\tau(G) = G\eta = \eta_\infty(G+B_i G^{(1-\alpha_i)}). \quad (6)$$

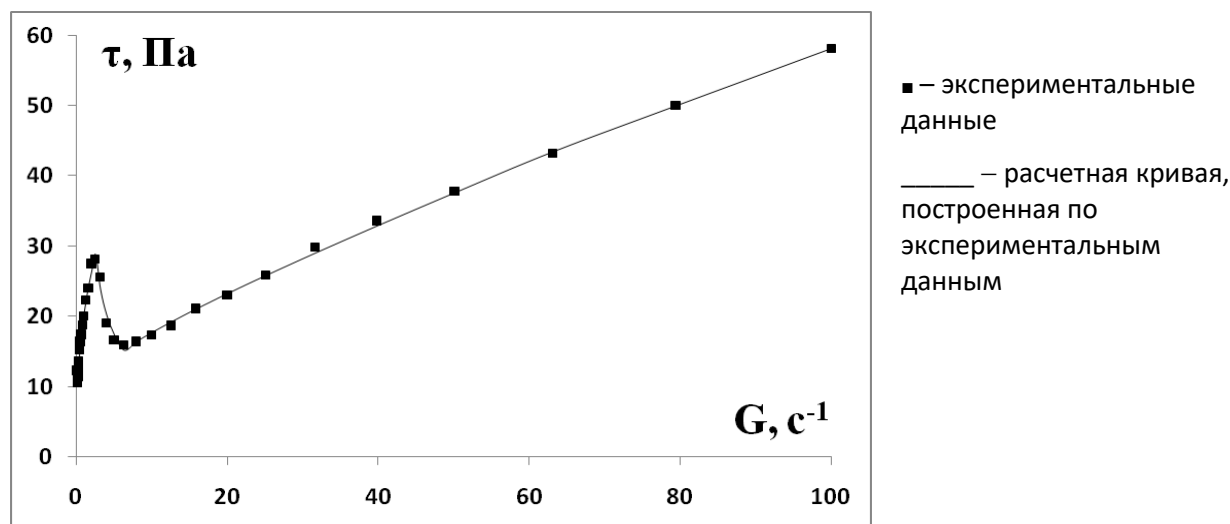


Рис. 4. Зависимость напряжения сдвига τ от скорости сдвига G , полученная для образца нефти при температуре 10 °C

Появление участка значений G , где напряжение сдвига $\tau(G)$ падает с ростом скорости сдвига, вызвано изменением разности $(1-\alpha_i)$ с положительной величины 0,33 на отрицательную $-0,85$, а затем – на величину 0,05, приближающуюся к нулю. В области

$$53 \text{ c}^{-1} \leq G \leq 100 \text{ c}^{-1}$$

величина $(1-\alpha_i) = 0,05$,

что соответствует диапазону скорости сдвига, в котором нефть становится почти ньютоновской жидкостью, вязкость которой практически не зависит от скорости сдвига.

Такая аномалия возникает, когда внешний слой фрактального агрегата обладает более высокой прочностью (плотностью), чем следующий за ним более рыхлый слой: более прочному слою соответствует α_i , близкая к нулю, менее прочному слою отвечает большая величина α_i .

II. Коллоидная система в момент времени t представляет одиночные и мелкие частицы, величинами K_2GR^p и K_3R^d можно пренебречь:

$$(K_2GR^p + K_3R^d) \ll K_1R.$$

Для регистрации вязкости выбирается достаточно малая скорость сдвига G , величину которой можно определить после предварительного получения зависимости $\eta(G)$: величина G должна находиться в диапазоне значений $\alpha_i \gg 0$. Перед началом измерений вязкости система была приведена в состояние полностью разрушенных фрактальных агрегатов путем воздействия скоростью сдвига 1000 c^{-1} в течение 500 с, после чего произведены измерения вязкости во времени при скорости сдвига 1 c^{-1} . Эта скорость сдвига соответствовала области значений $\lambda/(p-1) \gg 0$, что было предварительно установлено экспериментально.

Уравнение (4) при условии, что

$$K_2GR^p + K_3R^d \ll K_1RN,$$

имеет вид:

$$(D/(D-1))dR^{D-1} = K_1dt.$$

Частное решение:

$$R \sim (t)^{1/(D-1)}.$$

Тогда:

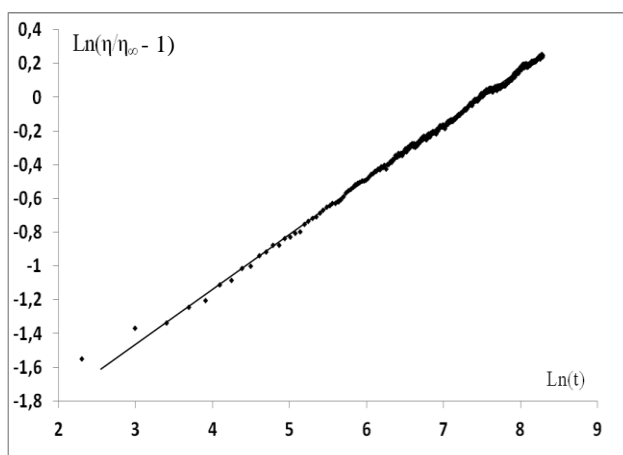
$$\ln(\eta/\eta_\infty - 1) \sim (\lambda/(D-1))\ln(t) .$$

На рис. 5 приведена зависимость $\ln(\eta/\eta_\infty - 1)$ от $\ln(t)$, полученная для образца нефти при температуре 10 °С. Видно

хорошее совпадение с линейной зависимостью, соответствующей формуле:

$$\eta(t) = 0,17(1+0,147t^{0,33})$$

при $\eta_\infty = 0,17$ (Па·с).



• – экспериментальные данные
 — — расчетная кривая, построенная по экспериментальным данным

Рис. 5. Зависимость $\ln(\eta/\eta_\infty - 1)$ от $\ln(t)$ для образца нефти при температуре 10 °С, характеризующая релаксацию вязкости при скачке скорости сдвига G от 1000 с^{-1} до 3 с^{-1}

III. Рассмотрим следующий предельный случай зависимости вязкости от времени, когда первоначально покоящаяся в течение длительного времени нефть приводится в движение с некоторой скоростью сдвига. Это соответствует началу движения нефти в поровом пространстве при эксплуатации месторождения и/или процедурам извлечения нефти из емкостей хранения. В начальный момент времени мы имеем агрегаты больших размеров и на образец накладывается скорость сдвига G .

Тогда при

$$K_2 G R^p \gg K_1 R^d - K_3 R$$

для (4) получаем:

$$R^{D-1} dR/dt = -K_2 G R^p .$$

При $p > D$

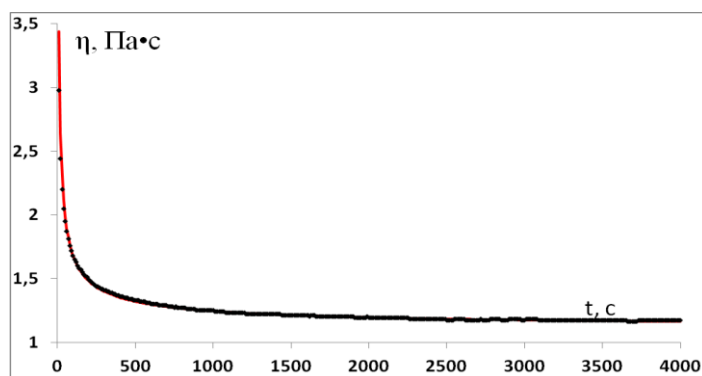
$$(D/(p-D))dR^{D-p} = K_2 G dt .$$

В результате частное решение примет вид:

$$R = (C_3 t)^{1/(D-p)} ,$$

где $C_3 = (D/(p-D))K_2 G$.

На рис. 6 приведен пример измерения зависимости вязкости от времени для случая, когда на образец нефти, длительное время находившийся в покое при температуре 10 °С, в момент времени $t = 0$ наложена скорость сдвига 3 с^{-1} .



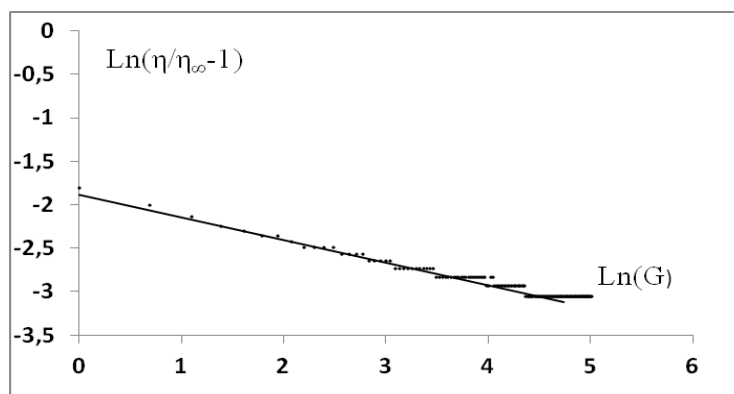
- – экспериментальные данные
- – расчетная кривая, построенная по экспериментальным данным

Рис. 6. Зависимость $\eta = 1,1(1+8,57t^{-0,61})$ для образца нефти, характеризующая релаксацию вязкости во времени $t > 1$ с после скачка скорости сдвига от 0 до 3 с^{-1}

На рис. 7 показана зависимость $\ln(\eta/\eta_\infty - 1)$ от $\ln(t)$ для $t > 1$ с при скачке G от 0 до 1000 с^{-1} . Зависимость имеет линейный вид, соответствующий

$$\eta(t) = 0,17(1+0,144t^{-0,24})$$

при $1/(D-p) = -0,24$, $\eta_\infty = 0,17$ (Па·с), температура образца 10°C .



- – экспериментальные данные
- – расчетная кривая, построенная по экспериментальным данным

Рис. 7. Зависимость $\ln(\eta/\eta_\infty - 1)$ от $\ln(t)$ для образца нефти, характеризующая релаксацию вязкости при скачке скорости сдвига G от 0 до 1000 с^{-1} [7]

Как видно из графиков на рис. 6 и 7, уже начиная с достаточно малых скоростей сдвига может наблюдаться ситуация, когда вязкость настолько слабо зависит от G , что данную нефть можно считать ньютоновской жидкостью, начиная с $G = 3 \text{ с}^{-1}$.

IV. Рассмотрим зависимость вязкости η от G при $G \rightarrow 0$.

Очевидно, что величина стационарного значения вязкости в рамках предложенной

модели должна стремиться к постоянной конечной величине η при $G \rightarrow 0$, поскольку

$$\tau = G\eta \rightarrow 0.$$

Это связано с тем, что силы вязкого трения уменьшаются с уменьшением G , поэтому, начиная с некоторого значения $G < G_{\min}$, сила трения, вызывающая отрыв частиц от фрактального агрегата, становится меньше сил взаимного притяжения коллоидных частиц.

Уравнение (5) приобретает вид:

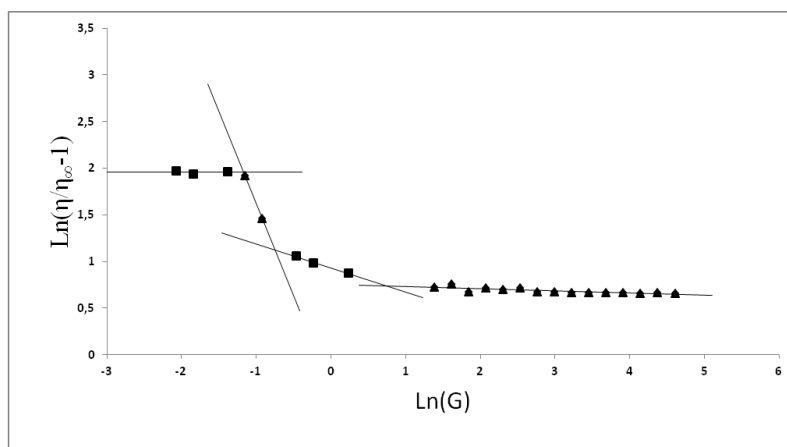
$$K_1 R = K_3 R^d,$$

где $R = (K_1/K_3)^{1/(d-1)}$ не зависит от G и, как следствие, $\eta = \text{const}$.

При $G < G_{\min}$ вязкость η не будет зависеть от G , поскольку в этих условиях агрегаты можно рассматривать как твердые и недеформируемые частицы.

На рис. 8 показан пример зависимости $\ln(\eta/\eta_\infty - 1)$ от $\ln(t)$ для образца тяжелой нефти при температуре 40 °С.

Для этого образца, принимая $R = 10^{-4}$ см, $M = 10^{-8}$ г, получаем оценку $G_{\min} < 1,5 \text{ с}^{-1}$. Отметим, что в диапазоне малых G вязкость может возрастать с ростом G . Это связано с возможным наличием потенциального барьера взаимодействия коллоидных и фрактальных агрегатов. В этом случае при росте G происходит преодоление потенциального барьера и, следовательно, дополнительное присоединение коллоидных частиц к фрактальным агрегатам благодаря росту скорости соударения за счет вращения ΦA .



_____ – линейные участки, на основании параметров которых определялись η_∞ , B , $\lambda/(p-1)$

Рис. 8. Зависимость $\ln(\eta/\eta_\infty - 1)$ от $\ln(G)$ для образца нефти при температуре 40 °С

Зависимость вязкости $\eta(G)$, восстановленная по данным рис. 8, характеризуется параметрами:

$$\eta_\infty = 0,01 \text{ Па}\cdot\text{с};$$

$$\alpha_1 = 0,0025 \text{ для } 0,12 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 0,32 \text{ с}^{-1}; \alpha_2 = -1,98 \text{ для } 0,32 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 0,63 \text{ с}^{-1}; \alpha_3 = -0,26 \text{ для } 0,63 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 1,26 \text{ с}^{-1}; \alpha_4 = -0,023 \text{ для } 1,26 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 100 \text{ с}^{-1}.$$

Из графика на рис. 8 видно, что в диапазонах как очень малых, так и больших значений G параметр $\alpha_i \approx 0$, т.е. вязкость практически не зависит от скорости сдвига в соответствии с предложенной теорией. Отметим, что при переходе от $G = 0,32 \text{ с}^{-1}$ до $G = 1,26 \text{ с}^{-1}$

вязкость уменьшается от 0,8 Па·с до 0,03 Па·с.

Следует отметить, что измерение вязкости представляет собой процедуру определения силы τ , которая передается от вращающегося цилиндра на неподвижный цилиндр при данной скорости сдвига G .

При $G \rightarrow 0$

сила $\tau \rightarrow 0$

и для расчета

$$\eta = \tau/G$$

необходимо точно определять стационарное значение τ , когда время достижения такого значения может составлять несколько часов.

V. Спектроскопическими исследованиями было показано, что структура фрактального агрегата (размерность массы D) в ходе роста воспроизводит структуру поверхностного слоя, что выражается в степенной зависимости плотности ρ от расстояния r до центра инерции ФА. Фрактальная размерность центров роста зависит от истории воздействий, в частности, после воздействия большой скорости сдвига величина D возрастает [19].

Рост величины D соответствует уменьшению величины α_i , при $\alpha_i = 0$ вязкость раствора не зависит от скорости сдвига. Для этого, например, ФА исходной нефти необходимо за счет большой скорости сдвига раздробить на отдельные прочные кластеры, а затем снижать скорость сдвига постепенно, добиваясь равновесия перед каждым шагом снижения скорости сдвига. При медленном росте скорости сдвига G можно добиться такого разрушения фрактального агрегата, при котором в растворе будут присутствовать его плотные фрагменты, которые при медленном снижении величины G станут служить центрами роста ФА максимальной плотности с размерностью массы $D = 3$.

При большой величине G (в ходе ее снижения) новая частица будет устойчиво закрепляться только при максимальном количестве контактов с частицами на поверхности фрактального агрегата. В таком режиме воздействия скоростью сдвига G можно получить нефть, в которой агрегаты являются плотными и вязкость определяется общей долей объема коллоидных частиц. Исследования влияния величины сдвига и продолжительности сдвигового воздействия, а также температуры, проведенные в ряде работ [12, 19–21], показали, что фрактальная размерность D увеличивается с ростом величины и продолжительности действия скорости сдвига, а при $G = 0$ растет со временем.

На рис. 9 приведена зависимость $\eta(G)$, зарегистрированная в ходе эксперимента по снижению вязкости нефти. Величина η регистрировалась по достижении стационарного значения для каждого G .

Зависимость $\eta(G)$ в ходе роста и снижения G имела вид:

$$\eta(G) = \eta_{\infty}(1 + B_1 G^{-\alpha_1}),$$

где $\eta_{\infty} = 0,12$ Па·с.

В табл. 1 приведены параметры вязкости, зарегистрированные в ходе монотонного роста и снижения скорости сдвига, после того как образец подвергался обработке при $G = 1000$ с⁻¹. Полное время процедур измерения вязкости в ходе роста, а затем снижения G составило 50 мин. Зависимость вязкости нефти от времени учитывалась при снятии полной реологической кривой путем фиксации величины вязкости при достижении стационарного значения для каждой новой скорости сдвига.

Таблица 1

Параметры зависимости вязкости от скорости сдвига

Значения параметров при росте G		Значения параметров при снижении G после 500 с обработки при $G = 1000 \text{ с}^{-1}$	
α_i	диапазон $G, \text{с}^{-1}$	α_i	диапазон $G, \text{с}^{-1}$
0,9	$0,1 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 0,4 \text{ с}^{-1}$	0,6	$0,1 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 0,3 \text{ с}^{-1}$
0,18	$150 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 1000 \text{ с}^{-1}$	0,05	$5 \text{ с}^{-1} \leq G \leq 1000 \text{ с}^{-1}$

Как видно из табл. 1, при снижении G значение величины α увеличилось от 0,05 до 0,6, что свидетельствует о формировании слоя частиц, слабо связанных с поверхностью фрактального агрегата. Достигнутая в результате обработки сдвигом вязкость 0,6 Па·с при $G = 0,1 \text{ с}^{-1}$ в 25 раз меньше исходной вязкости нефти (15 Па·с).

Величине $\alpha \approx 0$ соответствует вязкость, которая практически не зависит от скорости сдвига. Этот эксперимент показывает, что при вышеописанном режиме механического воздействия можно формировать плотные фрактальные агрегаты, устойчивые к воздействию напряжения сдвига.

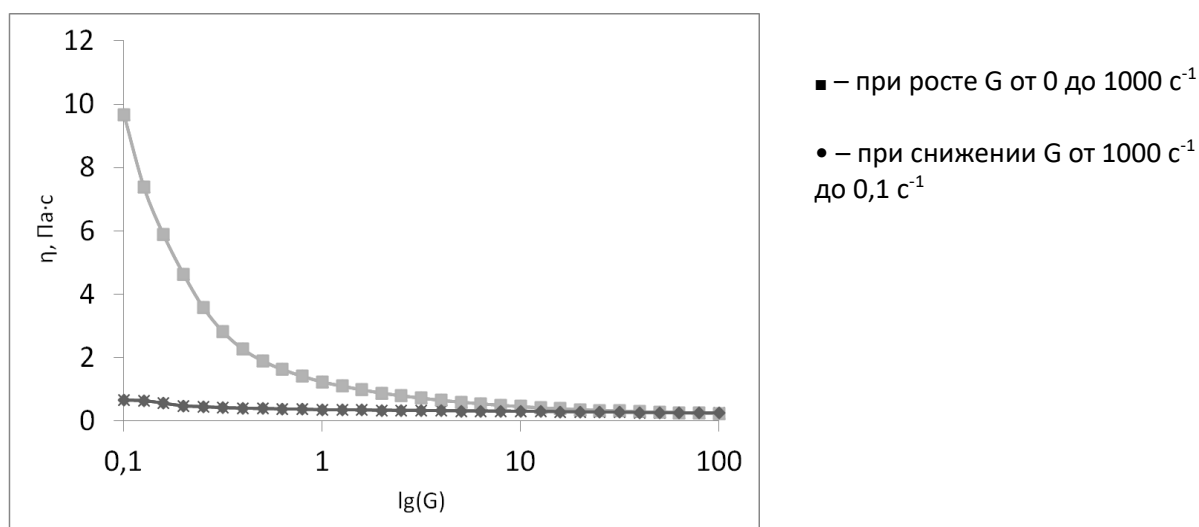


Рис. 9. Зависимость вязкости η от скорости сдвига $\lg(G)$ при температуре $10 \text{ }^{\circ}\text{C}$

VI. Из теоретической модели следует, что при увеличении концентрации N – центров роста ФА – вязкость должна уменьшаться из-за снижения радиусов R (см. утверждение 2 к построению физической модели), поскольку Ka^3NR^λ при этом уменьшается за счет, например, разрушения агрегатов магнитных частиц оксидов железа

под действием магнитного поля агрегатов[3].

Искусственное введение малых количеств примесей оксидов железа, или других коллоидных частиц с высокой величиной адсорбции асфальтенов, также снижает вязкость неньютоновской нефти [22, 23], что подтверждает предложенную теоретическую модель.

В отличие от описанной в работе, ранее предложенные реологические модели рассматривали коллоидные растворы, в том числе нефть, как сплошную среду, не выделяя фактор обмена массой и энергией между ньютоновской жидкостью, содержащей отдельные коллоидные частицы и фрактальные агрегаты. Математическое описание реологии опиралось на эмпирически полученные формулы для описания зависимостей вязкости от скорости сдвига [24, 25].

Фрактальная теория создает научную основу применения магнитных и электрических полей [9, 26] для снижения вязкости, поскольку такие поля разрушают фрактальные агрегаты [27], содержащие электрически заряженные и магнитные частицы, и создают условия образования плотных частиц малых размеров. Разнообразие метастабильных состояний ФА объясняет зависимость физико-химических характеристик нефти от истории предыдущих воздействий [28]. Это свойство ФА, вероятно, является причиной вариации эффективности обработки акустическими полями призабойных зон скважин от 0 до 100% [29], поскольку вибрации могут вызывать и снижение [30], и рост вязкости [31], как это следует из фрактальной теории. Уменьшение размеров ФА до $(R/a) < 10$ сопровождается потерей фрактальных свойств, такие структуры по свойствам подобны отдельным коллоидным частицам [32]. В этом случае нефть становится ньютоновской жидкостью, к которой применимо уравнение Эйнштейна; уравнение

(2) совпадает для предельных случаев с широко используемыми эмпирическими формулами, что подтверждает правильность выбранной физической модели.

Заключение

В статье впервые представлена в полном объеме новая физическая модель вязкости неньютоновского коллоидного раствора, опирающаяся на физические характеристики коллоидных агрегатов (структур) фрактального строения. Основная новизна физической модели состоит в разделении флюида на вмещающую жидкость и агрегаты коллоидных частиц, которые рассеивают энергию движения жидкости за счет процессов обмена энергией с внешней средой. Основанный на физической модели математический аппарат фрактальной теории вязкости достаточно точно описывает изменения вязкости при воздействии скорости сдвига.

Впервые дано обоснование влияния истории воздействия на вязкость неньютоновской жидкости с точки зрения действия законов термодинамики.

Предложенная модель создает методическую основу применения физических воздействий и химических реагентов с целью снижения вязкости как нефти, так и технологических жидкостей.

В проведенном обзоре публикаций продемонстрировано полное соответствие основных положений фрактальной теории ранее полученным экспериментальным данным.

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. Малкин А.Я., Хаджиев С.Н. О реологии нефти (обзор) // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 4. С. 303–314. <https://doi.org/10.7868/S0028242116040109>
2. Келбалиев Г.И., Тагиев Д.Б., Расулов С.Р. и др. Реология структурированных нефтяных дисперсных систем // Теоретические основы химической технологии. 2017. Т. 51, № 5. С. 582–588. <https://doi.org/10.7868/s0040357117050050>
3. Lesin V.I., Koksharov Yu.A., Khomutov G.B. Viscosity of liquid suspensions with fractal aggregates: Magnetic nanoparticles in petroleum colloidal structures // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2011. Vol. 392, No. 1. P. 88–94. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2011.09.038>
4. Rahmani N.H.G., Dabros T., Masliyah J.H. Fractal structure of asphaltene aggregates // Journal of Colloid and Interface Science. 2005. Vol. 285. P. 599–608. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2004.11.068>
5. Rahmani N.H.G., Dabros T., Masliyah J.H. Online optical monitoring of asphaltene aggregation // Industrial and Engineering Chemistry Research. 2005. Vol. 44, No. 1. P. 75–84. <https://doi.org/10.1021/ie049689x>
6. Kane M., Djabourov M., Volle J.-L. Rheology and structure of waxy crude oil in quiescent and shearing conditions // Fuel. 2004. Vol. 83, No. 11–12. P. 1591–1605. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.01.017>
7. Лесин В.И. Математическая модель вязкости тяжелой нефти, содержащей примеси коллоидных наночастиц оксидов металлов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2019. № 2. С. 199–216. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2019-2-199-216>
8. Лесин В.И. Физические основы обработки магнитным полем коллоидных систем, участвующих в процессах добычи, транспортировки и подготовки нефти // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 1(20). С. 25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art25>
9. Tung N.P., Vinh, N.Q., Phong N.T.P. et al. Perspective for using Nd–Fe–B magnets as a tool for the improvement of the production and transportation of Vietnamese crude oil with high paraffin content // Physica B: Condensed Matter. 2003. Vol. 327, No. 2–4. P. 443–447. [https://doi.org/10.1016/S0921-4526\(02\)01788-X](https://doi.org/10.1016/S0921-4526(02)01788-X)
10. Sonntag R.C., Russel W.B. Structure and breakup of flocs subjected to fluid stresses: I. Shear experiments // Journal of Colloid and Interface Science. 1986. Vol. 113, No. 2. P. 399–413. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(86\)90175-X](https://doi.org/10.1016/0021-9797(86)90175-X)
11. Sisko A.W. The flow of lubricating greases // Industrial and Engineering Chemistry. 1958. Vol. 50, No. 12. P. 1798–1792. <https://doi.org/10.1021/ie50588a042>
12. Huang A.Y., Berg J.C. Aggregate restructuring by polymer solvency effects // Journal of Colloid and Interface Science. 2004. Vol. 279, No. 2. P. 440–446. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2004.06.088>
13. Barthelmes G., Prastinis S.E., Buggisch H. Particle size distribution and viscosity of suspensions undergoing shear-induced coagulation and fragmentation // Chemical Engineering Science. 2003. Vol. 58, No. 13. P. 2893–2902. [https://doi.org/10.1016/s0009-2509\(03\)00133-7](https://doi.org/10.1016/s0009-2509(03)00133-7)

14. *Sontag R.C., Russel W.B.* Structure and breakup of flocs subjected to fluid stresses: II. Theory // *Journal of Colloid and Interface Science*. 1987. Vol. 115, No. 2. P. 378–389. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(87\)90053-1](https://doi.org/10.1016/0021-9797(87)90053-1)
15. *Долгоносков Б.М.* Параметры равновесного спектра частиц в коагулирующей системе с распадом агрегатов // *Коллоидный журнал*. 2001. Т. 63, № 1. С. 39–42.
16. *Ролдугин В.И.* Свойства фрактальных дисперсных систем // *Успехи химии*. 2003. Т. 72, № 11. С. 1027–1054.
17. *Logan B.E., Kilps J.R.* Fractal dimensions of aggregates formed in different fluid mechanical environments // *Water Research*. 1995. Vol. 29, No. 2. P. 443–453. [https://doi.org/10.1016/0043-1354\(94\)00186-B](https://doi.org/10.1016/0043-1354(94)00186-B)
18. *Bushella G.C., Yan Y.D., Woodfield D. et al.* On techniques for measurement of the mass fractal dimension of aggregates // *Advances in Colloid and Interface Science*. 2002. Vol. 95, No 1. P. 1–50. [https://doi.org/10.1016/s0001-8686\(00\)00078-6](https://doi.org/10.1016/s0001-8686(00)00078-6)
19. *Eggersdorfer M.L., Kadau D., Herrmann H.J., Pratinis S.E.* Fragmentation and restructuring of soft-agglomerates under shear // *Journal of Colloid and Interface Science*. 2010. Vol. 342, No. 2. P. 261–268. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2009.10.062>
20. *Asnaghi D., Carpinetib M., Giglio M., Sozzi M.* Coagulation kinetics band aggregate morphology bin the intermediate regimes between diffusion limited and reaction limited cluster aggregation // *Physical Review A*. 1992. Vol. 45, No. 2. P. 1018–1023. <https://doi.org/10.1103/physreva.45.1018>
21. *Nassar N.N., Betancur S., Franco C.A. et al.* Development of a population balance model to describe the influence of shear and nanoparticles on the aggregation and fragmentation of asphaltene aggregates // *Industrial and Engineering Chemistry Research*. 2015. Vol. 54, No. 33. P. 8201–8211. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b02075>
22. *Aristizabal-Fontal J.E., Cortés F.B., Franco C.A.* Viscosity reduction of extra heavy crude oil by magnetite nanoparticle-based ferrofluids // *Adsorption Science & Technology*. 2018. Vol. 36, No. 1–2. P. 23–45. <https://doi.org/10.1177/0263617417704309>
23. *Taborda E.A., Franco C.A., Alvarado V., Cortés F.B.* A new model for describing the rheological behavior of heavy and extra heavy crude oils in the presence of nanoparticles // *Energies*. 2017. Vol. 10, No. 12. P. 2064. <https://doi.org/10.3390/en10122064>
24. *Fan H.H., Zhou H.B., Pen Q.G., Zhai Y.H.* A generalized hydraulic calculation model for non-newtonian fluid pipe flow and its application evaluation // *SOCAR Proceedings*. 2014. No. 2. P. 23–31. <https://doi.org/10.5510/OGP20140200195>
25. *Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Масдобаев Б.Н.* Обобщенная кривая течения и универсальная реологическая модель нефти // *SOCAR Proceedings*. 2016. № 2. С. 43–46. <https://doi.org/10.5510/OGP20160200277>
26. *Tao R., Tang H.* Reducing viscosity of paraffin based crude oil with electric field for oil production and transportation // *Fuel*. 2014. Vol. 118. P. 69–72. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.10.056>
27. *Evdokimov I.N., Kornishin K.A.* Apparent disaggregation of colloids in a magnetically treated crude oil // *Energy & Fuels*. 2009. Vol. 23, No. 8. P. 4016–4020. <https://doi.org/10.1021/ef900296e>
28. *Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю.* Долгоживущие метастабильные состояния коллоидных структур нефтяных остатков // *Химия и технология топлив и масел*. 2005. № 3. С. 45–47.

29. Муллакаев М.С., Абрамов В.О., Печков А.А. Ультразвуковое оборудование для восстановления продуктивности нефтяных скважин // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2009. № 3. С. 12–17.

30. Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Юдина Н.В., Рикконен С.В. Изменение реологических свойств нефтяных дисперсных систем при вибрационной обработке // Коллоидный журнал. 2005. Т. 67, № 5, С. 663–667.

31. Ануфриев Р.В., Волкова Г.И. Влияние ультразвука на структурно-механические свойства нефтей и процесс осадкообразования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327, № 10. С. 50–58.

32. Жюльен Р. Фрактальные агрегаты // Успехи физических наук. 1989. Т. 157, № 2. С. 339–357. <https://doi.org/10.3367/UFNr.0157.198902d.0339>

Fractal theory of non-Newtonian oil viscosity based on the mutual interaction of colloidal particles: a review and new results

V.I. Lesin

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: vilesin@inbox.ru

Abstract. To describe the viscosity of oil, the author proposed a theory based on a new physical model, which takes into account the interaction of individual colloidal particles and their aggregates of fractal structure. This process is accompanied by the addition of individual particles to aggregates and by their separation under the action of shear stress, which is reflected in the energy consumption of the fluid movement and manifests itself as a dependence of the viscosity on the shear rate.

The purpose of the review is to demonstrate the application of fractal viscosity theory to interpret the results of known experimental studies. The review also contains the results of new experimental studies of a model sample of oil to illustrate a number of statements of the theory. The detailed parameters of the physical model are specified, on the basis of which a fractal theory of viscosity is proposed; a system of two equations is obtained that allows to describe the dependence of viscosity on the shear rate and time.

It is demonstrated that the conclusions drawn from the theory correspond to the known and newly obtained experimental data. The regularities of viscosity relaxation predicted experimentally by the theory with increasing and decreasing shear rates are confirmed. A methodology based on the laws of thermodynamics is proposed that allows to select the mode of shear rate action on heavy oil to reduce its viscosity.

Keywords: oil, viscosity, fractal theory, physical model, dependence of viscosity on shear rate, dependence of viscosity on time.

Citation: Lesin V.I. Fractal theory of non-Newtonian oil viscosity based on the mutual interaction of colloidal particles: a review and new results // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 26–46. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art3> (In Russ.).

References

1. Malkin A.Ya., Khadzhiev S.N. On the rheology of oil (review) // Petroleum Chemistry. 2016. Vol. 56, No. 7. P. 541–551. <https://doi.org/10.1134/S0965544116070100>
2. Kelbaliyev G.I., Tagiyev D.B., Rasulov S.R. et al. Rheology of structural oil disperse systems // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. 2017. Vol. 51, No. 5. P. 729–735. <https://doi.org/10.1134/S0040579517050293>
3. Lesin V.I., Koksharov Yu. A., Khomutov G.B. Viscosity of liquid suspensions with fractal aggregates: Magnetic nanoparticles in petroleum colloidal structures // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2011. Vol. 392, No. 1. P. 88–94. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2011.09.038>
4. Rahmani N. H. G., Dabros T., Masliyah J. H. Fractal structure of asphaltene aggregates // Journal of Colloid and Interface Science. 2005. Vol. 285. P. 599–608. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2004.11.068>

5. *Rahmani N.H.G., Dabros T., Masliyah J.H.* Online optical monitoring of asphaltene aggregation // *Industrial and Engineering Chemistry Research*. 2005. Vol. 44, No. 1. P. 75–84. <https://doi.org/10.1021/ie049689x>
6. *Kane M., Djabourov M., Volle J.-L.* Rheology and structure of waxy crude oil in quiescent and shearing conditions // *Fuel*. 2004. Vol. 83, No. 11–12. P. 1591–1605. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.01.017>
7. *Lesin V.I.* Viscosity mathematical model of heavy oil containing the metal oxides colloidal particles // *Electronic Scientific Journal Oil and Gas Business*. 2019. No. 2. P. 200–227. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2019-2-199-216> (In Russ.).
8. *Lesin V.I.* Physical basis of magnetic field treatment of colloidal systems involved in oil and gas industry processes // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. Iss. 1(20). P. 25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art25> (In Russ.).
9. *Tung N.P., Vinh, N.Q., Phong N.T.P.* et al. Perspective for using Nd–Fe–B magnets as a tool for the improvement of the production and transportation of Vietnamese crude oil with high paraffin content // *Physica B: Condensed Matter*. 2003. Vol. 327, No. 2–4. P. 443–447. [https://doi.org/10.1016/S0921-4526\(02\)01788-X](https://doi.org/10.1016/S0921-4526(02)01788-X)
10. *Sonntag R.C., Russel W.B.* Structure and breakup of flocs subjected to fluid stresses: I. Shear experiments // *Journal of Colloid and Interface Science*. 1986. Vol. 113, No. 2. P. 399–413. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(86\)90175-X](https://doi.org/10.1016/0021-9797(86)90175-X)
11. *Sisko A.W.* The flow of lubricating greases *Industrial and engineering chemistry*. 1958. Vol. 50, No. 12. P. 1798–1792. <https://doi.org/10.1021/ie50588a042>
12. *Huang A.Y., Berg J.C.* Aggregate restructuring by polymer solvency effects // *Journal of Colloid and Interface Science*. 2004. Vol. 279, No. 2. P. 440–446. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2004.06.088>
13. *Barthelmes G., Prastinis S.E., Buggisch H.* Particle size distribution and viscosity of suspensions undergoing shear-induced coagulation and fragmentation // *Chemical Engineering Science*. 2003. Vol. 58, No 13. P. 2893–2902. [https://doi.org/10.1016/s0009-2509\(03\)00133-7](https://doi.org/10.1016/s0009-2509(03)00133-7)
14. *Sonntag R.C., Russel W.B.* Structure and breakup of flocs subjected to fluid Stresses: II. Theory // *Journal of Colloid and Interface Science*. 1987. Vol. 115, No. 2. P. 378–389. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(87\)90053-1](https://doi.org/10.1016/0021-9797(87)90053-1)
15. *Dolgonosov B.M.* Parameters of equilibrium spectrum of particles in coagulating system with aggregate disintegration // *Colloid Journal*. 2001. Vol. 63, No. 1. P. 34–37. <https://doi.org/10.1023/A:1009434023132>
16. *Roldughin V.I.* The characteristics of fractal disperse system // *Russian Chemical Review*. 2003. Vol. 72, No. 11. P. 913–937. <https://doi.org/10.1070/RC2003v072n11ABEH000829>
17. *Logan B.E., Kilps J.R.* Fractal dimensions of aggregates formed in different fluid mechanical environments// *Water Research*. 1995. Vol. 29, No. 2. P. 443–453. [https://doi.org/10.1016/0043-1354\(94\)00186-B](https://doi.org/10.1016/0043-1354(94)00186-B)
18. *Bushella G.C., Yan Y.D., Woodfield D.* et al. On techniques for measurement of the mass fractal dimension of aggregates // *Advances in Colloid and Interface Science*. 2002. Vol. 95, No 1. P. 1–50. [https://doi.org/10.1016/s0001-8686\(00\)00078-6](https://doi.org/10.1016/s0001-8686(00)00078-6)

19. Eggersdorfer M.L., Kadau D., Herrmann H.J., Pratinis S.E. and restructuring of soft-agglomerates under shear // *Journal of Colloid and Interface Science*. 2010. Vol. 342, No. 2. P. 261–268. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2009.10.062>
20. Asnaghi D., Carpinetib M., Giglio M., Sozzi M. Coagulation kinetics and aggregate morphology in the intermediate regimes between diffusion limited and reaction limited cluster aggregation // *Physical Review A*. 1992. Vol. 45, No. 2. P. 1018–1023. <https://doi.org/10.1103/physreva.45.1018>
21. Nassar N.N., Betancur S., Acevedo S. et al. Development of a population balance model to describe the influence of shear and nanoparticles on the aggregation and fragmentation of asphaltene aggregates // *Industrial and Engineering Chemistry Research*. 2015. Vol. 54, No. 33. P. 8201–8211. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b02075>
22. Aristizabal-Fontal J.E., Cortés F.B., Franco C.A. Viscosity reduction of extra heavy crude oil by magnetite nanoparticle-based ferrofluids // *Adsorption Science & Technology*. 2018. Vol. 36, No. 1–2. P. 23–45. <https://doi.org/10.1177/0263617417704309>
23. Taborda E. A., Franco C.A., Alvarado V., Cortés F.B. A new model for describing the rheological behavior of heavy and extra heavy crude oils in the presence of nanoparticles // *Energies*. 2017. Vol. 10, No. 12. P. 2064. <https://doi.org/10.3390/en10122064>
24. Fan H.H., Zhou H.B., Peng Q., Zhai Y.H. A generalized hydraulic calculation model for non-Newtonian fluid pipe flow and its application evaluation // *SOCAR Proceedings*. 2014. No. 2. P. 23–31. <https://doi.org/10.5510/OGP20140200195>
25. Bakhtizin R.N., Karimov R.M., Mastobayev B.N. The general form of the flow curve of oil and universal rheological model // *SOCAR Proceedings*. 2016. No. 2. P. 43–46. <https://doi.org/10.5510/OGP20160200277> (In Russ.).
26. Tao R., Tang H. Reducing viscosity of paraffin based crude oil with electric field for oil production and transportation // *Fuel*. 2014. Vol. 118. P. 69–72. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.10.056>
27. Evdokimov I.N., Kornishin K.A. Apparent disaggregation of colloids in a magnetically treated crude oil // *Energy & Fuels*. 2009. Vol. 23, No. 8. P. 4016–4020. <https://doi.org/10.1021/ef900296e>
28. Evdokimov I.N., Eliseev N. Yu. Colloidal structures of petroleum residues long-lived in metastable states // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. Vol. 41, No. 3. P. 230–235. <https://doi.org/10.1007/s10553-005-0055-y>
29. Mullakayev M.S., Abramov V.O., Pechkov A.A. An ultrasonic technology for productivity restoration in low-flow boreholes // *Chemical and Petroleum Engineering*. 2009. Vol. 45, No. 3–4. P. 203–210. <https://doi.org/10.1007/s10556-009-9171-6>
30. Loskutova Yu.V., Prozorova I.V., Yudina N.V., Rikkonen S.V. Change in the rheological properties of oil disperse systems upon a vibrational treatment // *Colloid Journal*. 2005. Vol. 67, No. 5. P. 602–605. <https://doi.org/10.1007/s10595-005-0138-9>
31. Anufriev R.V., Volkova G.I. Influence of ultrasonic treatment on structural-mechanical properties of oil and sedimentation // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2016. Vol. 327, No. 10. P. 50–58. (In Russ.).
32. Jullien R. Fractal aggregates // *Comm. Cond. Mat. Phys. (Comm. Mod. Phys. Pt B)*. 1987. Vol. 13, No 4. P. 177–205.

Методика определения средних значений диаметров пор и каналов горных пород по данным ГИС на основе литолого-петрофизических исследований

Н.А. Скибицкая^{1*}, В.А. Кузьмин¹, М.Н. Большаков^{1**}, К.В. Коваленко^{1,2}, Е.А. Бабич¹,
Н.И. Самохвалов¹, О.О. Марутян¹

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

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

E-mail: *skibitchka@mail.ru, **rgu2006@mail.ru

Аннотация. В работе представлена методика определения параметров, характеризующих особенности структуры порового пространства горных пород непрерывно по разрезу, по результатам интерпретации данных комплекса ГИС. Приведены результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин с рассчитанными по разрезу диаграммами средних значений диаметров пор и каналов, согласующиеся с результатами лабораторных измерений на образцах пород. Предложенная методика основана на использовании установленных корреляционных связей между тангенсом угла наклона графика зависимости проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления и параметрами структуры порового пространства, определенными по результатам цифровой обработки растровых электронно-микроскопических изображений.

Ключевые слова: структура емкостного пространства, абсолютная проницаемость, диаметры пор, диаметры каналов.

Для цитирования: Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Коваленко К.В., Бабич Е.А., Самохвалов Н.И., Марутян О.О. Методика определения средних значений диаметров пор и каналов горных пород по данным ГИС на основе литолого-петрофизических исследований // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 47–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art4>

Введение

В связи с ухудшением структуры запасов углеводородов происходит смещение нефтедобычи в сторону месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Технологический прогресс открывает возможность освоения новых категорий ресурсов. Уже ведется масштабная разработка низкопроницаемых коллекторов со сложной структурой порового пространства, в которых содержится основная доля трудноизвлекаемых мировых запасов нефти.

Структура емкостного пространства пород продуктивных отложений

месторождения – характеристика, описывающая микростроение путей фильтрации жидкостей (нефть, вода) или газа, в том числе:

– средние диаметры пор и соединяющих поры каналов, их соотношение и распределение по размерам;

– эффективную и динамическую пористости, определяемые размером этих каналов.

Таким образом, структурные характеристики несут информацию о фильтрации потоков и взаимосвязанности каналов их течения в породе.

Известны многочисленные прямые и косвенные методы изучения структуры порового пространства: метод измерения капиллярных давлений, метод капиллярной конденсации и др. Кривая капиллярных давлений наиболее часто используется для характеристики структуры порового пространства [1].

В данной работе рассматривается связь между абсолютной проницаемостью горных пород и параметрами структуры порового пространства, определенными по результатам цифровой обработки катодолюминесцентных изображений, полученных с использованием растрового электронного микроскопа (РЭМ). Представлены результаты исследований связи проницаемости с соотношением средних размеров диаметров пор $d_{\text{пор}}$ и каналов $d_{\text{кан}}$ и связи фильтрационно-емкостных свойств горных пород с параметрами структуры порового пространства.

Предложена новая методика интерпретации данных ГИС, позволяющая определять параметры емкостного пространства непрерывно по разрезу скважины.

Изучение структуры емкостного пространства

Исходя из положения, что емкостное пространство в породах представлено порами и каналами, и рассматривая отношение $d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$, можно предположить, что чем выше величина этого отношения, тем больше будет отличаться от ламинарного течение газа в емкостном элементе «канал–пора–канал». Возникновение этого эффекта можно объяснить первоначальным расширением газа при его выходе из канала в крупную пору, возникновением турбулентности, а затем необходимостью сжатия газа при его

выходе в канал для дальнейшего продвижения по пути фильтрации. Чем больше величина $d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан}}$ в емкостном пространстве пород, тем все более выраженным будет влияние на величину газопроницаемости эффекта турбулентности при увеличении скорости фильтрации газа через емкостное пространство породы или, соответственно, при увеличении перепада давлений в образце [1, 2].

Для детального рассмотрения закономерностей изменения структуры емкостного пространства пород в настоящей работе была использована методика изучения емкостного пространства способом катодолюминесценции с применением РЭМ (Кузьмин В.А., 1987 г. [3]) и с помощью специально разработанной компьютерной программы «Коллектор» (М.Н. Большаков, Н.А. Скибицкая, В.А. Кузьмин, 2007 г. [2, 4]). Суть методики заключается в исследовании в режиме катодолюминесценции пришлифованных образцов пород, поровое пространство которых предварительно насыщено органическим люминофором, люминесцирующим под электронным пучком. Получаемые при этом бинарные изображения сечений пустот в образце породы, где поры высвечиваются белыми участками на черном фоне, легко распознаются анализатором изображения для дальнейшей цифровой обработки [4]. Метод позволяет анализировать емкостное пространство на основе сеточного модельного представления и определять усредненные параметры ячейки «пора–канал». В качестве основных параметров рассчитываются: средний диаметр поры, усредненное количество каналов, выходящих из поры, и их средний диаметр. Количество каналов, приходящихся на одну пору, определяет координационное число ($N_{\text{кан.}}/N_{\text{пор.}}$).

Для анализа полученных катодолюминесцентных РЭМ-изображений использовалась программа «Коллектор», которая на основе массива полученных данных распределения размеров пор и измеренной проницаемости образца рассчитывает структурные параметры: соотношение средних диаметров пор и каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$) и координационное число емкостной системы ($N_{\text{кан.}}/N_{\text{пор.}}$). В данной работе рассматривается структурный параметр, характеризующий отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$) в емкостном пространстве пород.

Структура емкостного пространства изучаемых отложений

Объектами исследований являются сложные терригенные природные резервуары Восточно-Предкавказской НГО.

Структура емкостного пространства нижнемеловых образцов пород изученной коллекции определяется типом пород, которые в исследуемом интервале представлены разномеловыми, мелко-среднемеловыми и средне-мелкозернистыми песчаниками. Породы

содержат различное количество глинистого цемента; различная сортировка обломочной части изменяет емкостное пространство. Минеральный состав обломочной части представлен кварцем, кварцитами, обломками кремнисто-халцедоновых пород, полевыми шпатами (плагиоклазы), глауконитом, чешуйками и пластинками биотита и мусковита. Пористость в основном межзерновая, частично унаследованная, с поровыми каналами хорошей связанности. Вторичные процессы в целом не способствуют развитию пористости, в частности отмечается регенерация кварца и кальцитизация.

Верхняя часть интервала исследования среднеюрских пород представлена разномеловыми песчаниками, а нижняя часть – карбонатно-глинисто-кремнистыми и глинисто-кремнистыми слабо известковистыми породами. На рис. 1 приведен пример результатов катодолюминесцентного исследования порового пространства для нижнемеловых и среднеюрских отложений. В табл. 1 рассмотрены характеристики пород исследуемых отложений.

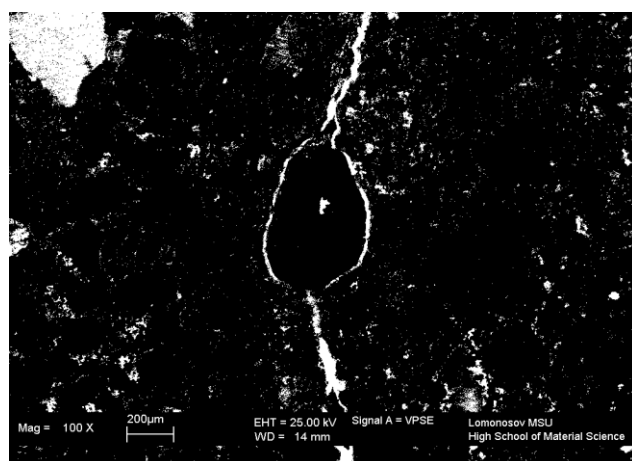
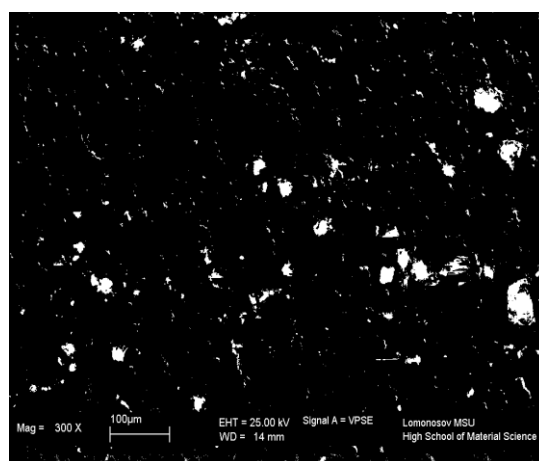
**а****б**

Рис. 1. Структура емкостного пространства исследуемых образцов: **а** – нижнемеловые отложения (увеличение 100 \times), **б** – среднеюрские отложения (увеличение 300 \times)

Таблица 1

Характеристики исследуемых отложений

	Преобладающие породы	Отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$)	Преобладающий тип емкостного пространства
Нижнемеловые отложения (K_1)	Песчаники	9,3	Канально-поровый и канальный
Среднеюрские отложения (J_{a-b})	Песчаники, аргиллиты, карбонатно-глинисто-кремнистые породы	7,4	Порово-канальный и канальный

Измерение проницаемости изучаемых отложений

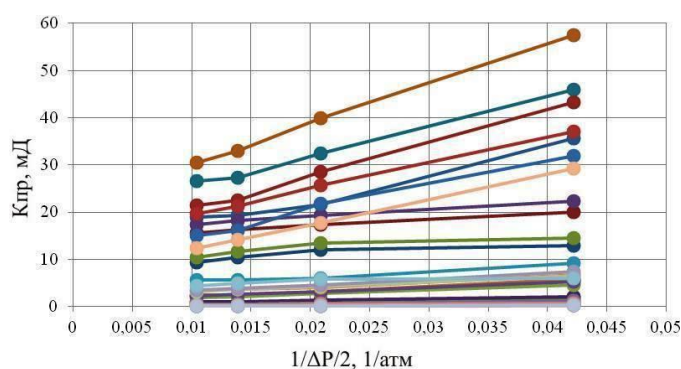
В соответствии с ГОСТ 26450.2-85, лабораторное измерение газопроницаемости образцов пород производится при трех давлениях. Соответствие фильтрации линейному закону контролируется построением графика зависимости расхода газа при среднем давлении в образце от перепада давления $Q=f(\Delta P)$ [5, 6].

В данной работе, в отличие от величины $(1/P_{\text{ср.}})$, где $P_{\text{ср.}}=(P_{\text{вх.}}+P_{\text{вых.}})/2$ – среднее давление в образце, используется величина среднего перепада давления $\Delta P/2=(P_{\text{вх.}}-P_{\text{вых.}})/2$. Данный параметр ближе к промысловому понятию «депрессия на пласт». Величина абсолютной газопроницаемости – пересечение графика линейной зависимости $K_{\text{пр.абс}}=f(1/\Delta P/2)$ с осью ординат – также отвечает величине проницаемости по жидкости (по воде).

Измерение газопроницаемости осуществлялось на модифицированной установке А.А. Ханина в петрофизическом центре ИПНГ РАН. На образцах керна

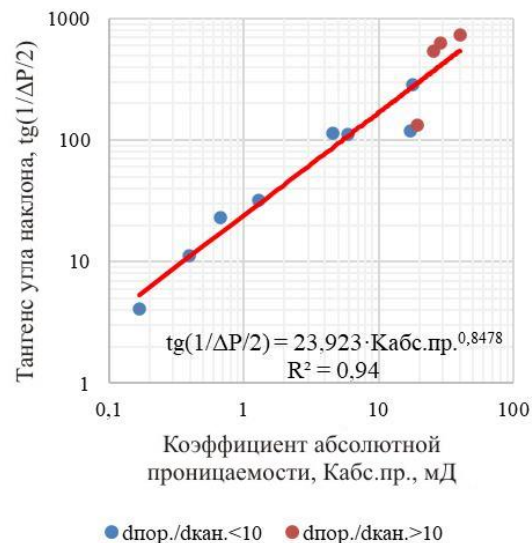
были проведены измерения при четырех перепадах давления. Для каждого образца построен график зависимости проницаемости от обратной величины среднего перепада давления $(1/\Delta P/2)$ при измерении проницаемости образца (рис. 2а). При высоких перепадах давления измеренная газопроницаемость образца приближается к значению проницаемости по воде, при низких перепадах давления – превышает ее. Для сравнительного анализа проницаемости исследуемой коллекции образцов выбор значений проницаемости должен осуществляться при одинаковых условиях опыта – при одинаковом значении среднего перепада давления в образце $(\Delta P/2)$.

На рис. 2б показана корреляционная связь коэффициента газопроницаемости с тангенсом угла наклона графика зависимости проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления в образце $(1/\Delta P/2)$. Ранжирование выполнено по величине отношения среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов $(d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}})$.



Каждая кривая соответствует отдельному образцу

а



б

Рис. 2. Зависимости коэффициента газопроницаемости образцов керна от обратной средней величины депрессии ($1/\Delta P/2$) (а); корреляционная связь тангенса угла наклона обратной средней величины депрессии ($1/\Delta P/2$) с коэффициентом абсолютной проницаемости (б)

При дальнейших исследованиях удалось установить, что именно данный параметр – тангенс угла наклона – обладает высокой петрофизической информативностью для разделения пород по структуре порового пространства. Установлено, что корреляционная связь тангенса угла наклона графика зависимости

проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления в образце ($1/\Delta P/2$) с параметром структуры емкостного пространства – отношением диаметра пор к диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$) – можно описать единой степенной зависимостью с высоким коэффициентом корреляции $R^2=0,77$ (рис. 3).

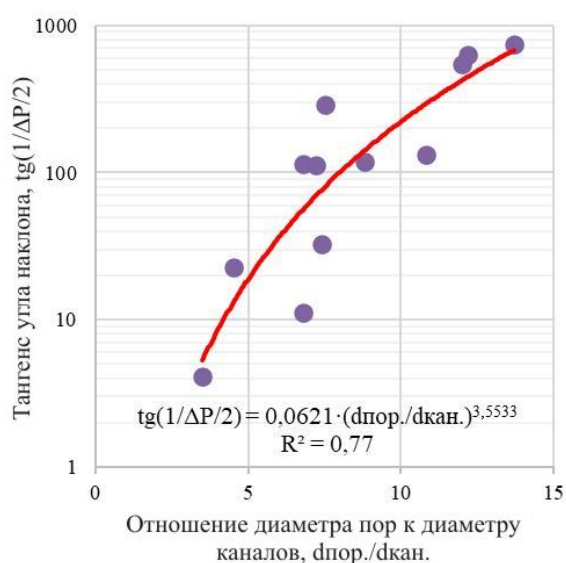


Рис. 3. Корреляционная связь тангенса угла наклона графика зависимости проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления в образце ($1/\Delta P/2$) с параметром структуры емкостного пространства – отношением диаметра пор к диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$)

Наблюдается достаточно четкая закономерность: с увеличением отношения среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$) становится все более выраженной тенденция к снижению проницаемости при увеличении средней величины перепада давления, характерной для все более проницаемых и высокопористых образцов с ярко выраженной четочной (или

гантелевидной) структурой емкостного пространства.

На рис. 4а и 4б приведены корреляционные связи тангенса угла наклона графика зависимости проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления в образце ($1/\Delta P/2$) с величинами среднего диаметра пор и среднего диаметра каналов в породах.

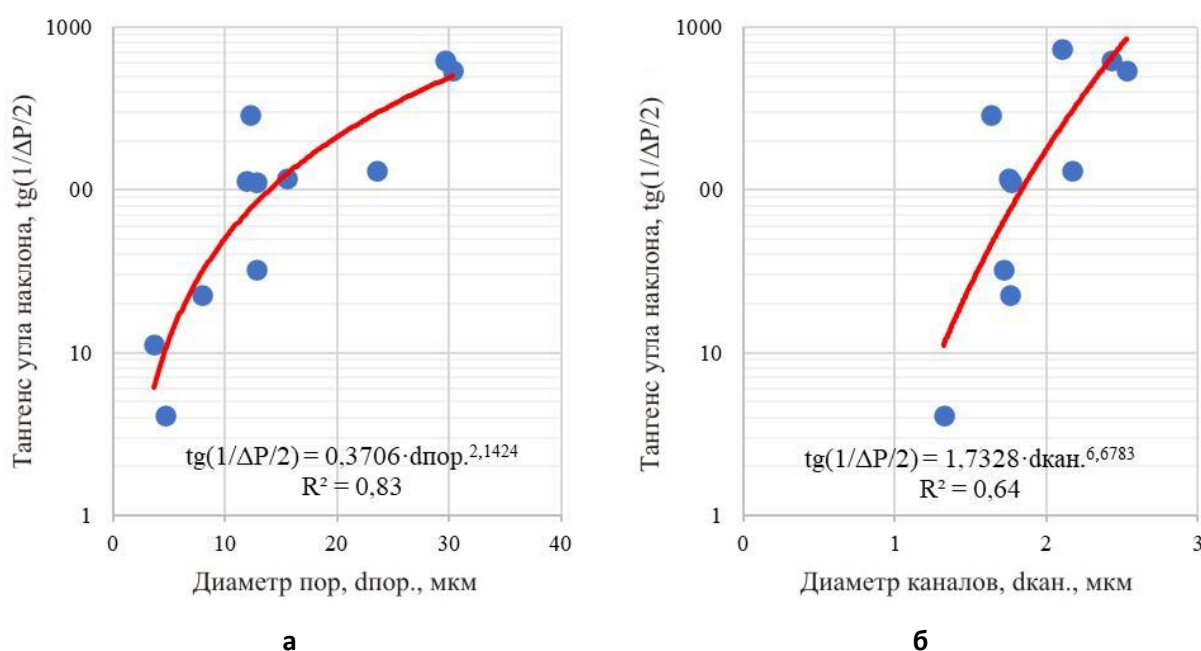


Рис. 4. Корреляционные связи тангенса угла наклона графиков зависимости проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления в образце ($1/\Delta P/2$) со средним диаметром пор $d_{\text{пор}}$ (**а**) и средним диаметром каналов $d_{\text{кан}}$ (**б**)

Также были получены корреляционные связи параметра структуры порового пространства — отношения диаметра пор к диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$) с фильтрационно-емкостными характеристиками пород: со структурно-защемленной остаточной газонасыщенностью, остаточной водонасыщенностью, коэффициентом эффективной пористости и коэффициентом

динамической пористости (рис. 5). Все связи имеют достаточно высокий коэффициент корреляции.

Проведенные исследования дали возможность установить последовательность необходимых петрофизических зависимостей, позволяющих осуществить расчет средних значений диаметров пор и каналов по данным ГИС.

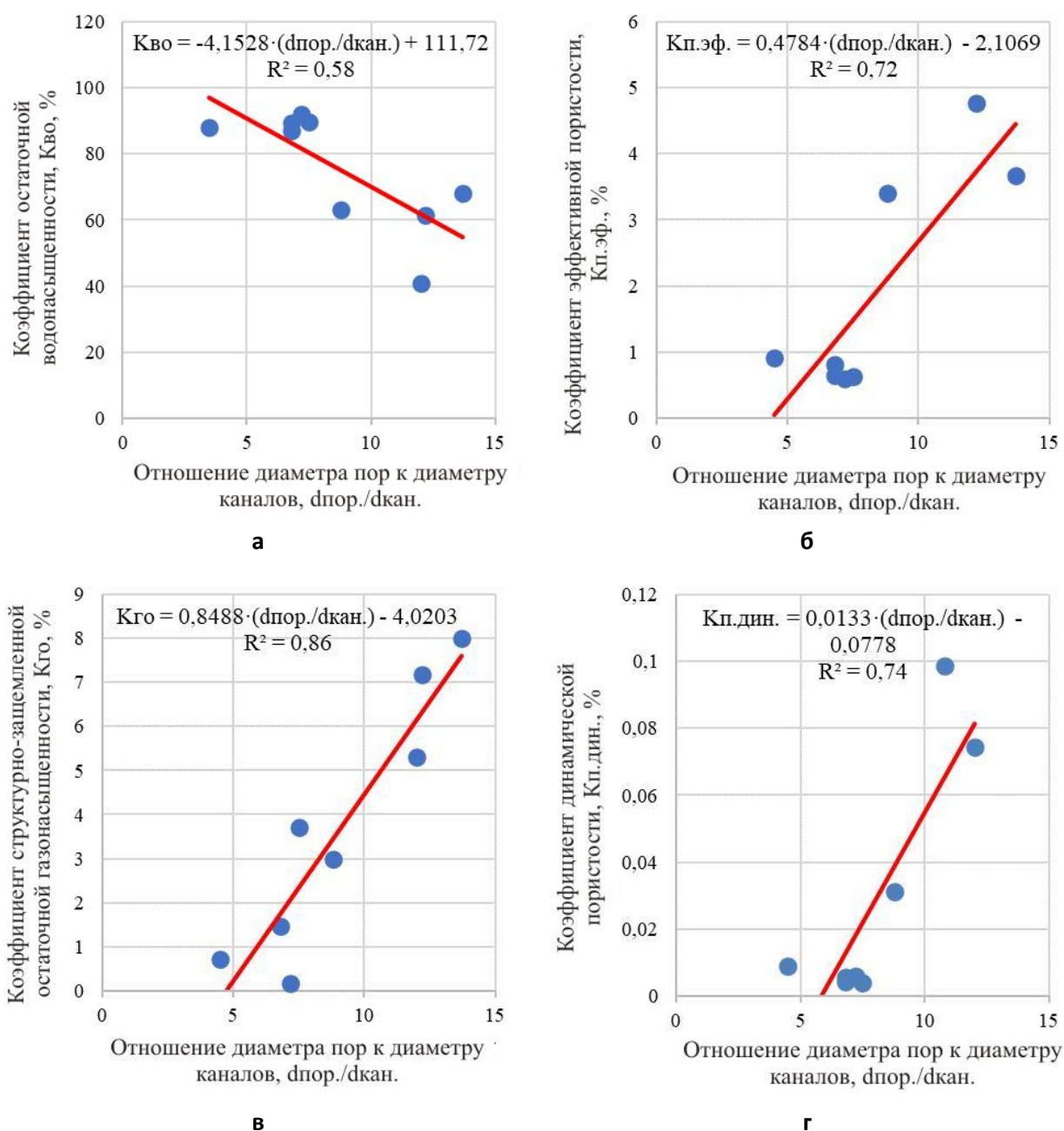


Рис. 5. Корреляционные связи коэффициентов остаточной водонасыщенности (а), эффективной пористости (б), структурно-защемленной остаточной газонасыщенности (в) и динамической пористости (г) с параметром структуры порового пространства ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$)

Подход заключается в использовании значений пористости, определенной по данным ГИС, для расчета абсолютной проницаемости и значений средних диаметров пор и каналов через тангенс угла наклона графика зависимости проницаемости по газу от обратной

величины среднего перепада давления в образце ($1/\Delta P/2$). В табл. 2 представлены полученные в результате лабораторных экспериментов на образцах керна зависимости для расчета указанных параметров по данным ГИС непрерывно по разрезу скважин.

Таблица 2

Установленные зависимости для расчета параметров по данным ГИС

Корреляционные связи	Уравнение связи	Коэффициент корреляции, R
$K_{пр.абс.} - K_{п.}$	$0,0067 \cdot K_{п.}^{2,8936}$	0,71
$tg\alpha - K_{пр.абс.}$	$23,923 \cdot K_{пр.абс.}^{0,8478}$	0,96
$tg\alpha - d_{пор./d_{кан.}}$	$0,0621 \cdot \left(\frac{d_{пор.}}{d_{кан.}}\right)^{3,5533}$	0,88
$tg\alpha - d_{пор.}$	$0,3706 \cdot d_{пор.}^{2,1424}$	0,91
$tg\alpha - d_{кан.}$	$1,7328 \cdot d_{кан.}^{6,6783}$	0,8
$K_{го.} - d_{пор./d_{кан.}}$	$0,8488 \cdot \left(\frac{d_{пор.}}{d_{кан.}}\right) - 4,0203$	0,93

На рис. 6 и 7 представлены результаты интерпретации данных ГИС с рассчитанными непрерывно по разрезу диаграммами диаметра пор и диаметра

каналов. Точками обозначены керновые измерения этих параметров, которые согласуются с результатами расчета по ГИС.

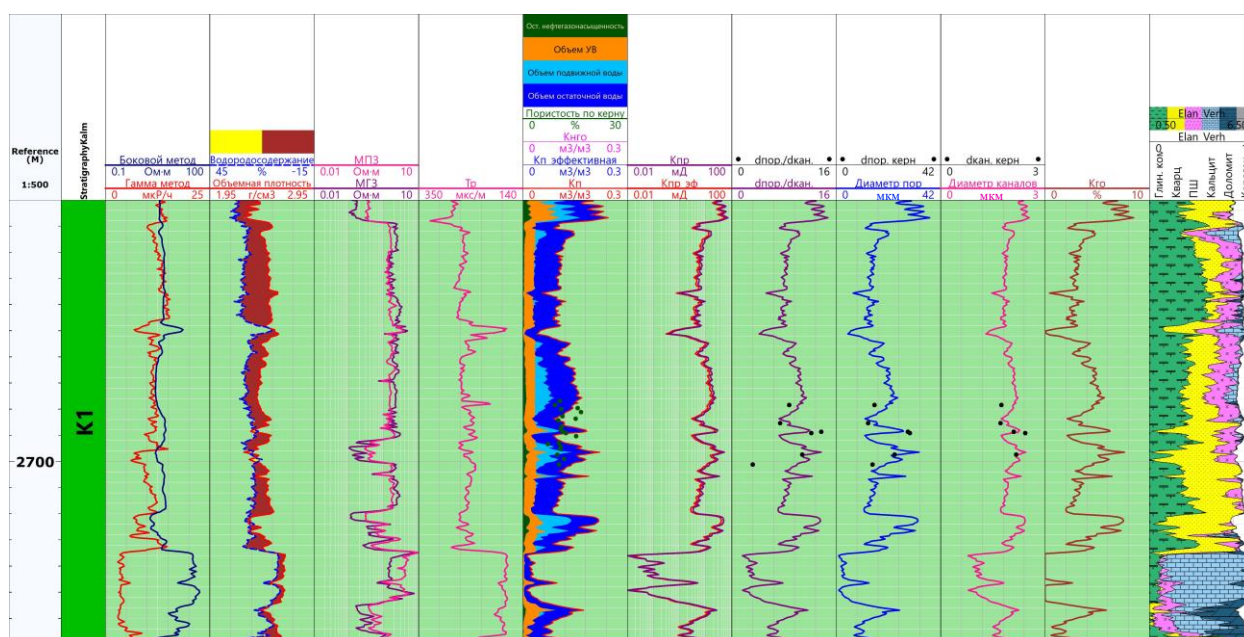


Рис. 6. Результаты интерпретации данных ГИС для нижнемеловых отложений

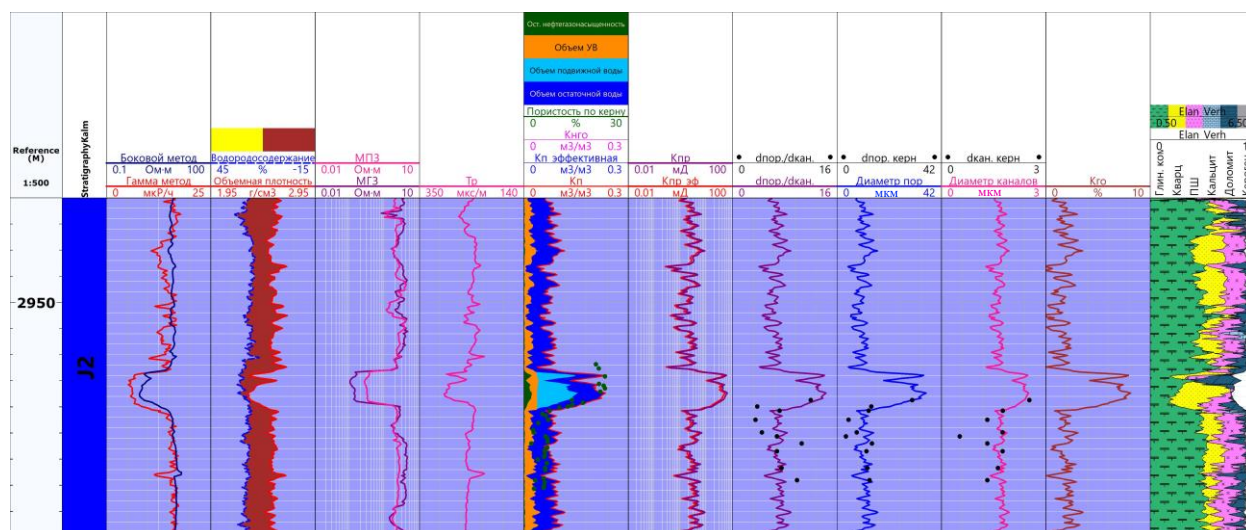


Рис. 7. Результаты интерпретации данных ГИС для среднеюрских отложений

Выводы

Разработана методика определения параметров, характеризующих емкостное пространство горных пород по всему разрезу исследуемой скважины по данным интерпретации комплекса ГИС.

Установлено, что структура емкостного пространства пород, определяющаяся соотношением средних диаметров пор и каналов ($d_{\text{пор}}/d_{\text{кан.}}$), характеризует степень изменения (снижения или увеличения) коэффициента проницаемости по газу пород в соответствии с динамикой (увеличением или уменьшением) величины перепада давления на образце. Это позволяет считать, что на вышеописанную закономерность изменения проницаемости пород по газу в высокой степени влияет эффект турбулентности при фильтрации потока газа в выражено неоднородном емкостном объеме.

Получены зависимости коэффициента структурно-защемленной газонасыщенности, коэффициента остаточной водонасыщенности, коэффициентов эффективной и динамической пористости от параметра структуры емкостного пространства – отношения диаметра пор к диаметру каналов.

На основе проведенных петрофизических исследований и исследований емкостного пространства способом катодолюминесценции с использованием РЭМ впервые реализована возможность определения средних диаметров пор и каналов (их отношения) непрерывно по разрезу по данным ГИС. Результаты интерпретации данных ГИС с рассчитанными средними диаметрами пор и каналов согласуются с результатами лабораторных измерений на образцах пород.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6).

Литература

1. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. 240 с.
2. Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А. Изучение структуры порового пространства в растровом электронном микроскопе с помощью компьютерной программы «Коллектор» // Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования. 2007. № 8. С. 108–111.
3. Кузьмин В.А. Методика изучения пустотного пространства пород-коллекторов в растровом электронном микроскопе // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тез. докл. IV Всесоюзной конф. М.: МИНГ, 1987. С. 196–197.
4. Большаков М.Н., Кузьмин В.А., Скибицкая Н.А. Свид. о рег. прогр. для ЭВМ RU 2018661822. Программный инструмент «Коллектор». № 2018617079; Заявл. 02.07.2018; Оpubл. 18.09.2018 // Программы для ЭВМ. Базы данных. Топологии интегральных микросхем. Бюл. № 9. <http://www1.fips.ru>
5. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. М.: Изд-во стандартов, 1985. 16 с.
6. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учеб. пособие для вузов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. 592 с.

Methodology for determining the average diameter of rock pores and channels by well-log data based on lithological and petrophysical studies

N.A. Skibitskaya^{1*}, V.A. Kuzmin¹, M.N. Bolshakov^{1**}, K.V. Kovalenko^{1,2}, E.A. Babich¹, N.I. Samokhvalov¹, O.O. Marutyan¹

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: *skibitchka@mail.ru, **rgu2006@mail.ru

Abstract. The paper presents a method for determining the parameters characterizing the features of the pore space structure of rocks continuously along the section, based on the results of well-log data interpretation. The results of the well-log data interpretation are presented with diagrams of average values of pore and channel diameters calculated continuously along the section, which are consistent with the results of laboratory measurements on rock samples. The proposed method is based on the use of the established correlation relationships between the slope tangent of the graph of dependence of gas permeability on reciprocal of mean pressure drop and the parameters of the pore space structure, determined from the digital processing of raster electron microscopic images.

Keywords: pore space structure, absolute permeability, pore diameters, channel diameters.

Citation: Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N., Kovalenko K.V., Babich E.A., Samokhvalov N.I., Marutyan O.O. Methodology for determining the average diameter of rock pores and channels by well-log data based on lithological and petrophysical studies // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 47–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art4> (In Russ.).

References

1. Romm E.S. Structural models of pore space in rocks. Leningrad: Nedra, 1985. 240 p. (In Russ.).
2. Bolshakov M.N., Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A. Investigation of the pore space structure by a scanning electron microscope using the computer program Collector // Journal of Surface Investigation: X-Ray, Synchrotron and Neutron Techniques. 2007. Vol. 1, No. 4. P. 493–496. <https://doi.org/10.1134/S1027451007040222>
3. Kuzmin V.A. A method of studying the pore space of reservoir rocks in a scanning electron microscope // Deep Oil and Gas Reservoirs: Abstracts of the 4th All-Union Conference. Moscow: MIOG, 1987. P. 196–197. (In Russ.).
4. Bolshakov M.N., Kuzmin V.A., Skibitskaya N.A. Computer program registration certificate RU 2018661822. Collector software tool. No. 2018617079; Declared 02.07.2018; Publ. 18.09.2018 // Computer programs. Databases. Integrated circuit layouts. Bull. No. 9. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
5. GOST 26450.2-85. Rocks. Method for measuring the absolute gas permeability for stationary and non-stationary filtration. Moscow: Standards Publ., 1985. 16 p. (In Russ.).
6. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. Determination of the physical properties of oil- and water-saturated rocks: Textbook for universities. Moscow: Nedra-Biznestsenter, 2007. 592 p. (In Russ.).

Биосинтез хемофосфилий бактериями в нефтяных залежах и биомаркерные индикаторы

М.Ю. Чудецкий

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

Аннотация. В работе проведен анализ источников появления в нефтяных резервуарах биомаркеров, относимых к тетрациклическим и пентациклическим изопреноидам. Эти молекулы широко известны и традиционно используются как показатели зрелости нефти, однако, представления об организмах – продуцентах этих молекул остаются спорными. Взгляд на эти биомаркеры в свете современных достижений микробиологии указывает на то, что часть молекул была синтезирована организмами подземной биосферы непосредственно в залежах. Такая интерпретация заставляет переосмыслить и по-новому оценить геохимические показатели, которые считаются неинформативными и часто игнорируются.

Ключевые слова: гопаны, стераны, сквален-гопанциклаза, клеточные мембраны, микроорганизмы, биомаркеры, хемофосфилии, нефти.

Для цитирования: Чудецкий М.Ю. Биосинтез хемофосфилий бактериями в нефтяных залежах и биомаркерные индикаторы // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 58–69. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art5>

В статье рассмотрены известные в нефтяной геохимии молекулы-биомаркеры: стераны и гопаны. Их использование для определения коэффициентов зрелости органического вещества – стандартная геохимическая процедура. Эти биомаркеры несут информацию о микробиологических процессах, происходящих в природных нефтяных резервуарах в недрах Земли. Получение такой информации стало возможным благодаря открытиям, которые были сделаны в последние десятилетия в природоведческой микробиологии и биохимической эволюции микроорганизмов и привели к переосмыслению первоначальных, упрощенных, представлений о природе и источниках молекул-биомаркеров.

Организмы, синтезирующие гопаны и стераны, и участие этих молекул в упрочнении клеточных мембран

Гопаноиды являются подклассом тритерпеноидов с общим гопановым углеводородным скелетом. Это семейство пентациклических молекул, основными представителями которого являются гопены, гопанол и гомологи гопана с дополнительными функциональными группами, присоединенными к С30 атому углерода (бактериогопанполиолы) или гомологи с дополнительными группами, присоединенными к А кольцу, а также с некоторыми удаленными или перегруппированными метильными радикалами (рис. 1).

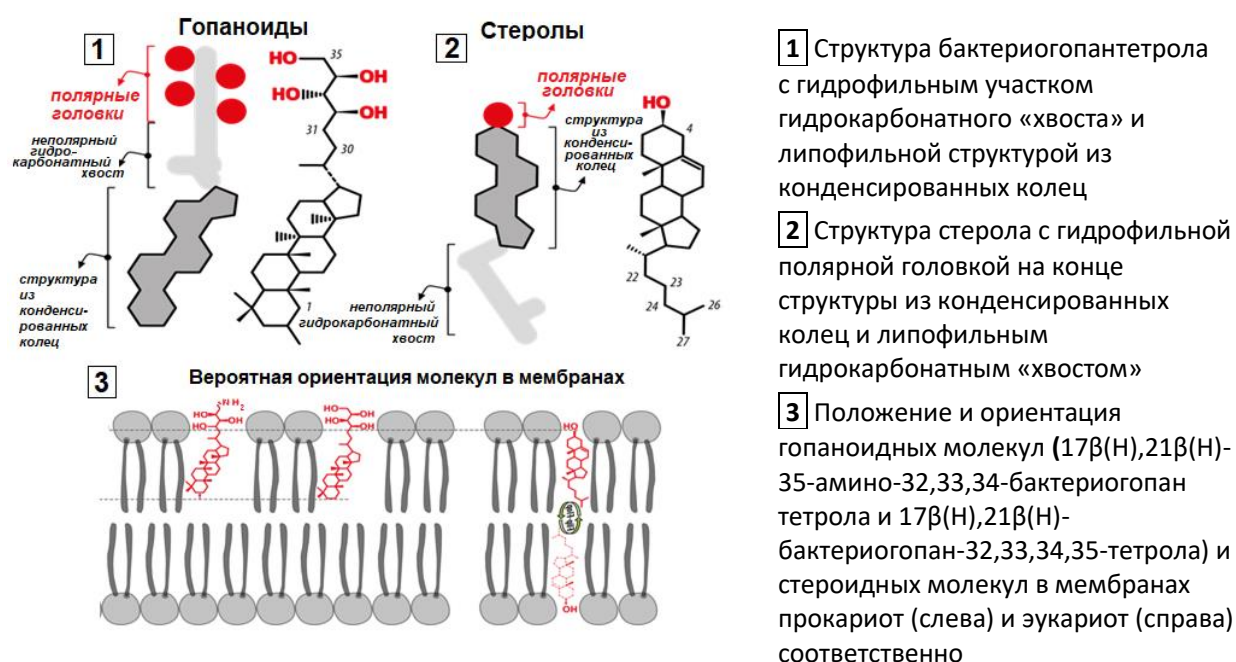


Рис. 1. Сопоставление молекулярной структуры и роли гопаноидных и стероидных молекул в укреплении плазматической мембраны клеток ([1], с дополнениями)

После открытия первых представителей гопана в смоле покрытосеменных гопаноиды были обнаружены в нефтяных углеводородах и органическом веществе осадочных пород. В дальнейшем биохимии находили гопаноиды в малых количествах в целом ряде неродственных организмов: в папоротниках, в мохообразных, в одноклеточных организмах, в лишайниках, наконец, в тропических деревьях и в некоторых грибах [2]. Большинство перечисленных организмов плохо подходило на роль источников нефтяных гопаноидов, и несколько десятилетий гопаны даже называли «биомаркеры-сироты», подчеркивая неизвестность организмов-продуцентов. Несмотря на биохимическую неясность, эти хемофоссилии нашли широкое применение в нефтехимии, поскольку гопаноиды имеют стабильные полициклические структуры, которые

хорошо сохраняются в нефтяных резервуарах, сланцах и осадочных породах. Оказалось, что можно интерпретировать диагенетические и катагенетические модификации этих молекул как индикаторы зрелости органического вещества. Гопаноиды из нефтяных залежей на современном этапе изучения интерпретируются как остатки микроорганизмов, за исключением группы архей. Внутри супертаксона бактерий способность к синтезу гопаноидов распространена таксономически бессистемно: это отдельные виды альфа- и единичные бета-, гамма- и дельта-грамотрицательные бактерии; а также некоторые фирмикуты и актиномицеты – грамположительные бактерии; в дополнение к этому – некоторые цианобактерии, планктомицеты и ацидобактерии. Заметим, что все микроорганизмы «гопаноидопродуценты», как правило, адаптированы к усилению прочности клеточных мембран.

Для геохимических реконструкций и эволюционной биохимии важно, что гопаноиды не обнаружены и, вероятно, не могут синтезироваться у микроорганизмов архей (архебактерий). Более того, у архей не найдены и гены, схожие со сквален-гопенциклазами, необходимые для синтеза белков-ферментов, которые могли бы осуществлять стадию полициклизации изопреноидов, приводящую к синтезу гопанов. Эта закономерность, по-видимому, отражает глубокую биохимическую дифференциацию организмов. Археи, в отличие от бактерий, укрепляют клеточные мембраны за счет линейных цепочечных, а не полициклических изопреноидов; причем система липидов, синтезируемая археями, имеет функциональные параллелизмы, но биохимически строится на своем особом – линейноизопреноидном принципе, отличном от бактерий [3].

Поскольку гопаноиды изменяют свойства плазматической клеточной мембраны у бактерий, понять их роль в организмах помогает сравнение с лучше изученными стеролами (например, холестерином) [4] (см. рис. 1). Стероиды регулируют текучесть мембран и выполняют многообразные структурные функции у эукариотических организмов. Есть у стероидов эукариот и функции, не свойственные прокариотическим организмам, такие как переваривание жиров и образование половых гормонов. Циклогексановые кольца в гопаноидах имеют конформации стул-стул-стул-стул-стул – по сравнению со стеринами, которые имеют конформации стул-лодка-стул-лодка-открытая [5]. Разные конформации молекул не влияют на то, что и гопаноиды, и стеринны в итоге образуют плоские, жесткие и гидрофобные кольцевые структуры с длиной, равной половине

толщины липидного бислоя мембраны. Молекулы у гопаноидов и у стериннов являются амфифильными. Гомогопантетрол располагается в мембранах в перевернутом, относительно стерола, положении, но это не изменяет роли гопанов – они, также как и стеролы, увеличивают жесткость мембран и снижают их проницаемость (см. рис. 1). В целом оба типа соединений модулируют текучесть и проницаемость фосфолипидных клеточных мембран, поэтому гопаноиды иногда называют функциональными аналогами стеролов. Благодаря тому, что эти молекулы имеют жесткие кольцевые структуры, повышение концентрации как гопаноидов, так и стероидов в мембранах клеток приводит к сходному эффекту – оно обеспечивает стабильность мембран при высокой химической агрессивности среды и экстремальной кислотности.

Экологические и физиологические адаптации к химической стойкости присущи и высшим организмам – эукариотам, и низшим – прокариотам. Специфичность прокариот состоит в том, что они могут обитать и в вулканических системах, и в недрах Земли. В этих местообитаниях микроорганизмы вынуждены адаптировать свои клетки к термическим напряжениям, что, так же как и адаптация к химическому воздействию, может быть достигнуто синтезом гопанов. Повышенная концентрация гопанов в мембранных липидах увеличивает структурный порядок при температурах выше температуры фазового перехода обычных фосфолипидных мембран из жирных кислот [5].

Участвуют гопаноиды и в ряде специфических адаптаций прокариот, требующих укрепления химической прочности мембран наряду с термостойкостью, в том числе относительно эволюционно более поздних.

У бактерий *Zymomonas mobilis*, известных биокатализаторов спиртового брожения, которые в производстве текилы по синтезу этанола превосходят биокатализаторы дрожжей, гопаиноиды позволяют адаптировать плазматическую мембрану к накоплению этанола и к колебаниям температуры, которые модулируют работу мембраны. При этом количество гопаиноидов в мембранах *Zymomonas mobilis* достигает рекордной 50% концентрации относительно других липидов [6].

Биосинтез гопаиноидов, осуществляемый сквален- гопаиноциклазой

Биосинтез гопаиноидов, который осуществляется сквален-гопаиноциклазой, отличается от синтеза стеранов, синтезируемых оксидоскваленциклазой, тем, что биосинтез гопаиноидов не нуждается в кислороде.

Сквален-гопаиноциклаза представляет собой прокариотический фермент из суперсемейства терпенциклаз. Этот фермент катализирует взаимное превращение ациклической молекулы сквалена в пентациклические тритерпены гопаина и гопаинола. Повышенная активность сквален-гопаиноциклазы зафиксирована у некоторых бактерий при их присутствии в горячей или кислой среде.

Сквален-гопаиноциклаза обнаружена в различных таксонах прокариот, но наиболее легко выделяется из термофильной бактерии *Alicyclobacillus acidocaldarius* [7]. Благодаря тому, что в последнее десятилетие этот фермент удалось выделить и определить его объемную структуру методами рентгеновской кристаллографии, а также изучить функционирование мутантных гомологов, был расшифрован молекулярный

механизм его действия – каталитического превращения ациклической молекулы сквалена в пентациклические тритерпены гопаина и гопаинола.

Сквален-гопаиноциклаза представляет собой связанный с мембраной белок 70–75 кДа, состоящий из 631 аминокислотных остатков [8]. Вторичная структура этого белка представляет собой несколько плотно упакованных α -цепей и семь нетандемных повторов. Четвертичная структура этого белка описывается как монотопный гомодимер. Активный центр сквален-гопаиноциклазы расположен в центральной полости белковой молекулы – в области, прилегающей к мембране, причем субстрат получает доступ в активный центр циклазы через неполярный (липофильный) канал. Активный центр окружен ароматическими остатками аминокислот, которые образуют геометрически соответствующую полость для молекулы сквалена, с учетом того, что эта молекула предварительно сворачивается в функциональную конформацию (рис. 2) и в этом пространстве осуществляется заданный фолдинг.

Биосинтез гопаина начинается с циклизации сквалена до конфигурации кресла. Реакционный центр фермента, откуда начинается циклизация, включает пару остатков аспартата и гистидина – для инициирования циклизации путем стартового протонирования атома C3 [7]. Стартовое протонирование C3 вызывает образование каскада промежуточных карбокатионов, как показано на рис. 2 (фрагменты 4 и 5), с передвижением протона с одного конца молекулы на другой и финальным депротонированием атома C29. Сквален-гопаиноциклаза может быть инактивирована мутацией стартовых каталитических аспартатов [7].

Формирование скелета гопена – одна из самых сложных одностадийных реакций в биохимии. За один этап разрываются или

образуются 13 ковалентных связей, устанавливается 9 хиральных центров и образуется 5 колец.

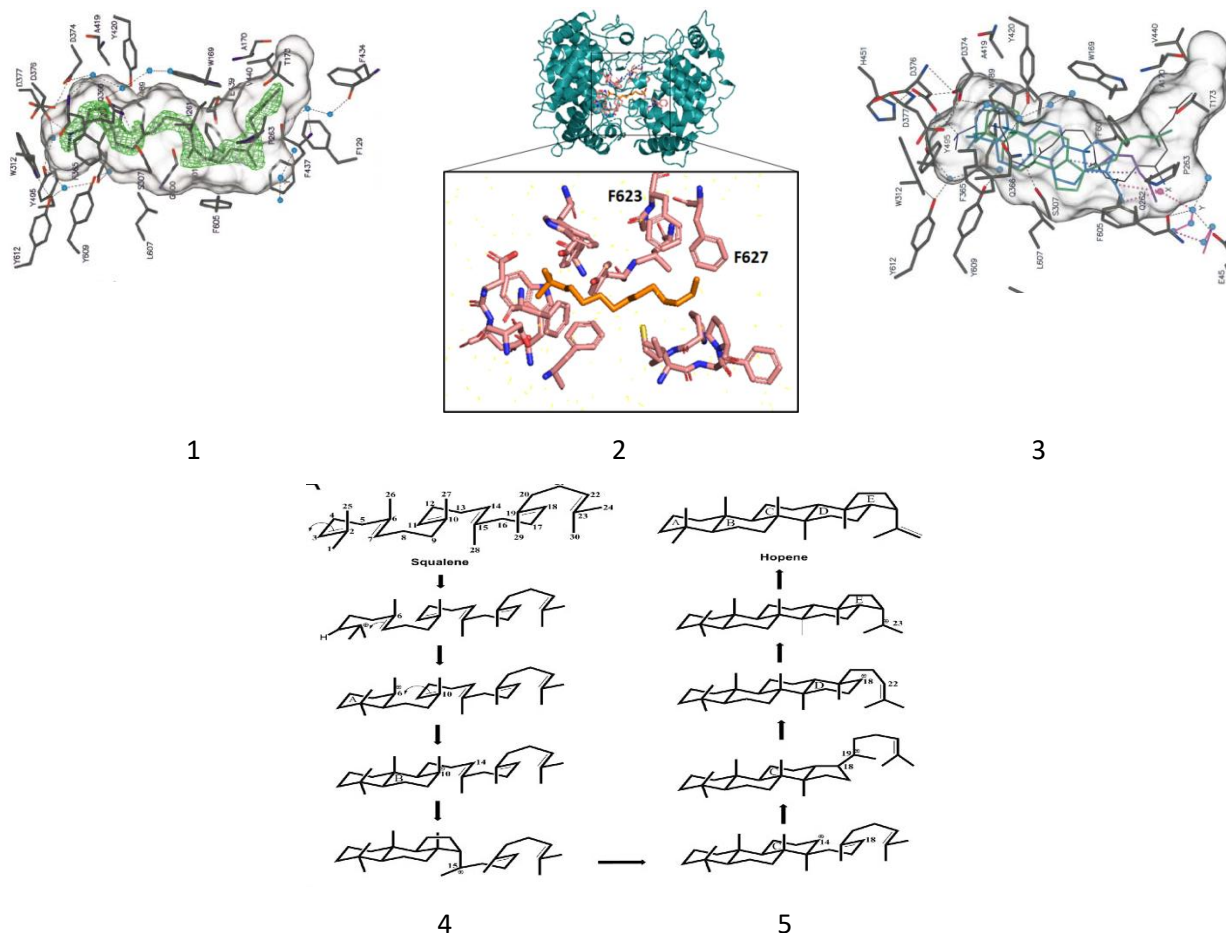


Рис. 2. Общий механизм реакции полициклизации, осуществляемой сквален-гопанциклазой, выделенной из бактерии *Alicyclobacillus acidocaldarius* [8] и каскад структурных этапов перехода продуктов циклизации сквалена в гопен [7]

1 – активный центр фермента сквален-гопанциклазы с полостью, соответствующей конформации молекулы сквалена, окруженной ароматическими циклами аминокислот;

2 – общий вид фермента сквален-гопанциклазы с расположенным в нем скваленом (оранжевая цепь);

3 – полость активного центра сквален-гопанциклазы при завершении полициклизации сквалена;

4 – четыре стадии циклизации с образованием трициклической молекулы (второе замыкание кольца дает кольцо **B**, за которым следует третий цикл циклизации с образованием кольца **C** с 5-ю атомами углерода в результате замыкания Марковникова);

5 – завершающие пять стадий циклизации с образованием из трициклической молекулы пятициклической молекулы гопена (после расширения кольца до кольца **C** с 6-ю атомами углерода термодинамически предпочтительное кольцо **D** с 5-ю атомами углерода образуется и также превращается в кольцо с 6-ю атомами углерода; последнее замыкание кольца дает окончательную кольцевую систему 6-6-6-6-5, и, в финале, двойная связь гопена вводится во время последней реакции депротонирования).

Гопенциклаза является эволюционным родоначальником многих классов эукариотических и прокариотических циклаз стеролов. Ферментативный механизм сквален-гопенциклаза очень похож на ферментативный механизм оксидоскваленциклаза эукариотических организмов. Принципиальным отличием более эволюционно продвинутых оксидоскваленциклаз является то, что в оксидоскваленциклазах исходным реагентом является не сквален, а 2-, 3-оксидосквален, для синтеза которого необходим кислород [7]. Все оксидоскваленциклазы, следовательно, нуждаются в кислороде для своих реакций.

Возникновение оксидоскваленциклаза – эволюционный шаг, демонстрирующий гораздо более позднее событие, когда атмосфера начала накапливать кислород и стало возможным использовать сильные окислители в метаболических процессах. В филогенетических линиях растений и животных оксидоскваленциклазы имели независимое развитие и свои отличительные особенности. Сквален-гопенциклаза функционирует в гипоксической среде, что предполагает гораздо более раннее ее появление в эволюции организмов, еще в докислородную эпоху.

**Бескислородный синтез
гопана и бактерии,
синтезирующие гопаны
и обитающие в нефтяных
залежах**

Следует отметить, что около 10% секвенированных бактериальных геномов имеют ген *shc*, кодирующий сквален-гопанциклазу, и предположительно все эти микроорганизмы потенциально могут

производить гопаноиды [9]. Гопаноиды, как было продемонстрировано выше, играют важные структурные роли в плазматической мембране микроорганизмов и могут позволить некоторым микроорганизмам адаптироваться к экстремальным условиям, причем масштабы синтеза гопаноидов микроорганизмами в этих случаях весьма значительны и могут вносить существенный вклад в их биомассу и, соответственно, в некротическую массу, поступающую в окружающую среду и превращаясь в хеомофосилии.

Вышеизложенные данные эволюционной биохимии прямо указывают на то, что для синтеза гопаноидов не требуется присутствия кислорода и процесс синтеза гопана вполне может протекать в анаэробных условиях. Однако исторически сложилось так, что гопаны всегда рассматривали в тесной связи со стеранами, и, следовательно, по аналогии полагали, что для биосинтеза гопанов, как и стеранов, необходим кислород. Положение стало меняться в процессе секвенирования геномов бактерий. В работе [10] было показано, что у анаэробных дельта-протеобактерий *Geobacter serreducens*, *Geobacter sulfurireducens*, *Geobacter metallireducens*, у альфа-протеобактерий *Magnetospirillum magnetotacticum*, а также у некоторых *Planctomycetes* имеются соответствующие гены *shc* для биосинтеза гопаноидов, причем это микроорганизмы, которые характерны для подземных микробных сообществ. Для *Geobacter serreducens* были произведены модельные эксперименты, которые показали, что в анаэробных условиях гопаны синтезируются этими бактериями в искусственной анаэробной среде [10].

Примером зафиксированного биосинтеза гопанов бактериями непосредственно в природном подземном местообитании в резервуарах нефтяной залежи является результат исследования, проведенного на месторождении Эмерауд на шельфе Конго [11]. Для этого месторождения характерны тяжелые вязкие нефти, находящиеся в верхнемеловых породах. В бескислородных подошвенных водах этого месторождения под нефтяными залежами зафиксировано развитие дельта-протеобактерий *Desulfovibrio bastinii*, окисляющих углеводороды нефти с потреблением сульфатов и выделением сульфидов. У бактерии *Desulfovibrio bastinii* клеточная мембрана содержит синтезированные ею бактериогопанполиолы, включая 17 β (H),21 β (H)-бактериогопан-32,33,34,35-тетрол и 17 β (H),21 β (H)-35-аминобактериогопантетрол, которые, теряя функциональные группы, смешиваются с нефтяными углеводородами [11]. Интересно, что родственные бактерии того же рода *Desulfovibrio*, но характерные для других местообитаний (*D. halophilus* из озер Синай, *D. vulgaris* Hildenborough и *D. africanus* из морских осадков), гопанов не синтезируют.

Российскими исследователями эти нефтяные полициклические углеводороды подробно анализировались с позиций биodeградации. В работах В.А. Каширцева были показаны последовательные стадии потери гопаном метильных и алифатических радикалов [12]. Было установлено, что 28-норгопан является не результатом биodeградации, а исходно синтезируется неизвестными микроорганизмами. К сожалению, эти микроорганизмы и ферменты, осуществляющие деметилирование C28 атома углерода в положении 18 у D кольца гопана, до сих пор остаются неизвестными.

Очень важная закономерность была обнаружена отечественными геохимиками в ходе анализов резервуарной геохимии гопанов и стеранов на месторождениях Оленье и Первомайское. Эти месторождения относятся к Каймысовскому своду Западной Сибири. Залежи упомянутых месторождений приурочены к песчаным пластам горизонта Ю₁ васюганской свиты позднеюрского возраста. Горизонт Ю₁ сложен песчаниками, алевролитами и аргиллитами прибрежно-морских и континентальных фаций. Песчаники мелко-, среднезернистые, кварцполевошпатовые, полимиктовые, в верхней части горизонта глауконитовые. Нефти обоих месторождений относятся, по классификации А.Э. Конторовича и О.Ф. Стасовой, к типу С и являются нефтями циклоалканового типа [13].

В нефтях этих месторождений прослеживается стойкая закономерность. Распределение важнейших биомаркеров в пределах одного резервуара оказалось весьма неравномерным [14]. По построенным схемам отношения концентрации гопанов к стеранам (Г/С) прослеживается характер изменений этого показателя от крыльев к своду: в центральных частях отношение Г/С меньше, а на крыльях – больше (рис. 3) [14]. Другие геохимические показатели, такие как отношение ситостана (C₂₉) к холестерану (C₂₇), равномерность концентрационного распределения гопанов от C₂₇ до C₃₄ согласуются с отношением Г/С. Такое распределение показывает большую активность микроорганизмов, населяющих резервуар, в зонах поступления окислителей и меньшую – на удалении от водонефтяного контакта. Повышение содержания гопана скоррелировано с активностью микроорганизмов.

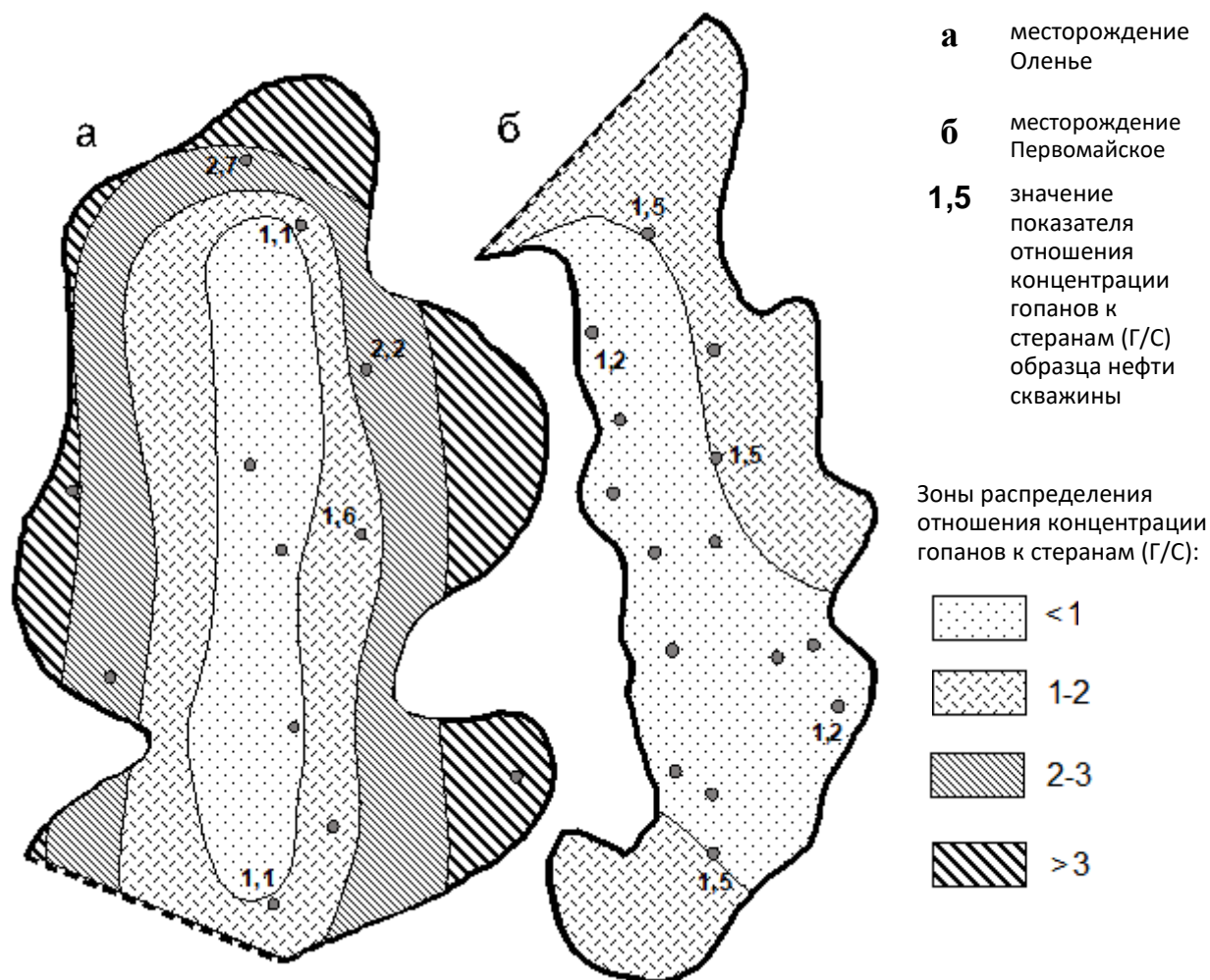


Рис. 3. Схема пространственного изменения отношения концентрации гопанов к стеранам в пределах одного биодegradируемого бактериями пласта из образцов нефти верхнеюрских отложений месторождений Каймысовского свода Западной Сибири (Томская область) (по данным Э.К. Плешивцевой, А.К. Головки [14])

Из сравнения значений отношения изопреноидных углеводородов к линейным алканам следует, что нефти Оленьего месторождения несколько более биодegradированы, чем нефти Первомайского месторождения. Из приведенных данных следует вывод: соотношение гопанов и стеранов согласуется со степенью биодegradации нефтей.

В более биодegradированном Оленьем месторождении отношение Г/С изменяется

от водонефтяного контакта на крыльях к слабо биодegradированному своду от значения 3,0 до 1,1. В менее биодegradированном Первомайском месторождении отношение гопанов к стеранам изменяется от водонефтяного контакта к своду от значения 1,5 до примерно равного отношения (1,2). Поедая одни углеводороды (линейноалкановые), микроорганизмы синхронно синтезируют (новообразовывают) углеводороды другого типа (гопановые).

Выводы

Открытие приведенной выше гопаново-стерановой закономерности произошло до появления современных методик анализа нефтяных углеводородов на хромато-масс-спектрометрах по заданным ионам. При неоспоримых достоинствах современных методик базовые отношения гопанов к стеранам могут быть проанализированы только с добавлением в исследуемый материал внешнего стандарта (общего репера для калибровки количественного соотношения концентраций индивидуальных молекул, который вносится в анализируемую нефть искусственно). Анализы с реперным стандартом применяют редко и большей частью не для исследования геохимии нефтей, а для исследования геохимии рассеянного органического вещества пород. Таким образом, для учета рассмотренных параметров есть все технические возможности, но в этих показателях нефтяники не видят пока практического смысла. В свете

предложенной в статье интерпретации использования биомаркеров указанные показатели могут приобрести актуальное значение.

Непосредственное изучение жизнедеятельности микроорганизмов в подземных резервуарах связано с большими сложностями. Отбор образцов для получения аборигенных культур должен производиться из длительно самоизливающихся скважин, буровые и нагнетательные растворы часто не позволяют соблюдать стерильность. Комплексный подход, сочетание микробиологических и геохимических методов изучения микроорганизмов в подземных резервуарах позволит строить целостную картину и создавать расчетные модели жизнедеятельности бактерий в конкретных залежах. Учет и прогнозирование микробиальной активности в подземных резервуарах актуален и для разработки месторождений, и для проектирования и эксплуатации газовых хранилищ.

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. Membrane Lipid Code Crackers Society. Sterols and hopanoids. <https://mlccs.jimdofree.com/lipid-decoding/lipid-s-structure-function/membrane-associated-lipids/>
2. Belin B., Busset N., Giraud E. et al. Hopanoid lipids: from membranes to plant–bacteria interactions // Nature Reviews Microbiology. 2018. Vol. 16, No 5. P. 304–315. <https://doi.org/10.1038/nrmicro.2017.173>
3. Чудецкий М.Ю. Микробиальный генезис изопреноидных хемофоссилий – ключ к расшифровке полигенности и вертикальной зональности нефтей // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений: Сб. ст. М.: ГЕОС, 2002. С. 152–170.
4. Википедия. <https://ru.wikipedia.org/wiki/Гопаноиды>
5. Sáenz J.P., Sezgin E., Schwille P., Simons K. Functional convergence of hopanoids and sterols in membrane ordering // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2012. Vol. 109, No. 35. P. 14236–14240. <https://doi.org/10.1073/pnas.1212141109>

6. *Hermans M.A.F., Neuss B., Sahm H.* Content and composition of hopanoids in *Zymomonas mobilis* under various growth conditions // *Journal of Bacteriology*. 1991. Vol. 173, No. 17. P. 5592–5595. <https://doi.org/10.1128/jb.173.17.5592-5595.1991>
7. *Siedenburg G., Jendrossek D.* Squalene–hopene cyclases // *Applied and Environmental Microbiology*. 2011. Vol. 77, No. 12. P. 3905–3915. <https://doi.org/10.1128/AEM.00300-11>
8. *Reinert D., Balliano G., Schulz G.* Conversion of squalene to the pentacarbocyclic hopene // *Chemistry & Biology*. 2004. Vol. 11, No. 1. P. 121–126. <https://doi.org/10.1016/j.chembiol.2003.12.013>
9. *Fischer W.W., Pearson A.* Hypothesis for the origin and early evolution of triterpenoid cyclases // *Geobiology*. 2007. Vol. 5, No. 1. P. 19–34. <https://doi.org/10.1111/j.1472-4669.2007.00096.x>
10. *Fischer W.W., Summons R.E., Pearson A.* Targeted genomic detection of biosynthetic pathways: anaerobic production of hopanoid biomarkers by a common sedimentary microbe // *Geobiology*. 2005. Vol. 3, No. 1. P. 33–40. <https://doi.org/10.1111/j.1472-4669.2005.00041.x>
11. *Blumenberg M., Oppermann B., Guyoneaud R., Michaelis W.* Hopanoid production by *Desulfovibrio bastinii* isolated from oilfield formation water // *FEMS Microbiology Letters*. 2009. Vol. 293, No. 1. P. 73–78. <https://doi.org/10.1111/j.1574-6968.2009.01520.x>
12. *Каширцев В.А.* Органическая геохимия нефтидов востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. 160 с.
13. *Конторович А.Э., Стасова О.Ф.* Типы нефтей осадочной оболочки Земли // *Геология и геофизика*. 1978. № 8. С. 552–561.
14. *Плешивцева Э.К., Головки А.К.* Состав и распределение стеранов и гопанов в нефтях многопластовых месторождений // *Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири*. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1999. С. 235–240.

Biosynthesis of chemofossils by bacteria in oil reservoirs and biomarker indicators

M.Yu. Chudetsky

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: chudetsky@mail.ru

Abstract. The paper analyzes the sources of occurrence in oil reservoirs of biomarkers related to tetracyclic and pentacyclic isoprenoids. These molecules are widely known and traditionally used as indicators of oil maturity; however, the concept of organisms that produce these molecules remains controversial. A look at these biomarkers in the light of modern advances in microbiology indicates that some of these molecules were synthesized by microorganisms of the underground biosphere directly in the deposits. This interpretation invites us to rethink and re-evaluate geochemical indicators that are considered non-informative and often ignored.

Keywords: hopanes, steranes, squalene–hopane cyclase, cell membranes, microorganisms, biomarkers, chemofossils, oils.

Citation: Chudetsky M.Yu. Biosynthesis of chemofossils by bacteria in oil reservoirs and biomarker indicators // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 58–69. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art5> (In Russ.).

References

1. Membrane Lipid Code Crackers Society. Sterols and hopanoids. <https://mlccs.jimdofree.com/lipid-decoding/lipid-s-structure-function/membrane-associated-lipids/>
2. Belin B., Busset N., Giraud E. et al. Hopanoid lipids: from membranes to plant–bacteria interactions // Nature Reviews Microbiology. 2018. Vol. 16, No. 5. P. 304–315. <https://doi.org/10.1038/nrmicro.2017.173>
3. Chudetsky M.Yu. Microbial genesis of isoprenoid chemofossils is a key to deciphering polygenicity and vertical zoning of oils // Degassing of the Earth and the genesis of hydrocarbon fluids and deposits: Collected papers. Moscow: GEOS, 2002. P. 152–170. (In Russ.).
4. Wikipedia. <https://en.wikipedia.org/wiki/Hopanoids>
5. Sáenz J.P., Sezgin E., Schwille P., Simons K. Functional convergence of hopanoids and sterols in membrane ordering // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2012. Vol. 109, No. 35. P. 14236–14240. <https://doi.org/10.1073/pnas.1212141109>
6. Hermans M.A.F., Neuss B., Sahm H. Content and composition of hopanoids in *Zymomonas mobilis* under various growth conditions // Journal of Bacteriology. 1991. Vol. 173, No. 17. P. 5592–5595. <https://doi.org/10.1128/jb.173.17.5592-5595.1991>
7. Siedenburg G., Jendrossek D. Squalene–hopene cyclases // Applied and Environmental Microbiology. 2011. Vol. 77, No. 12. P. 3905–3915. <https://doi.org/10.1128/AEM.00300-11>
8. Reinert D., Balliano G., Schulz G. Conversion of squalene to the pentacarboxylic hopene // Chemistry & Biology. 2004. Vol. 11, No. 1. P. 121–126. <https://doi.org/10.1016/j.chembiol.2003.12.013>
9. Fischer W.W., Pearson A. Hypothesis for the origin and early evolution of triterpenoid cyclases // Geobiology. 2007. Vol. 5, No. 1. P. 19–34. <https://doi.org/10.1111/j.1472-4669.2007.00096.x>

10. *Fischer W.W., Summons R.E., Pearson A.* Targeted genomic detection of biosynthetic pathways: anaerobic production of hopanoid biomarkers by a common sedimentary microbe // *Geobiology*. 2005. Vol. 3, No. 1. P. 33–40. <https://doi.org/10.1111/j.1472-4669.2005.00041.x>
11. *Blumenberg M., Oppermann B., Guyoneaud R., Michaelis W.* Hopanoid production by *Desulfovibrio bastinii* isolated from oilfield formation water // *FEMS Microbiology Letters*. 2009. Vol. 293, No. 1. P. 73–78. <https://doi.org/10.1111/j.1574-6968.2009.01520.x>
12. *Kashirtsev V.A.* Organic geochemistry of naphthides in the east of the Siberian platform. Yakutsk: SB RAS Publ., Yakutsk Branch, 2003. 160 p. (In Russ.).
13. *Kontorovich A.E., Stasova O.F.* Types of oils in the sedimentary shell of the Earth // *Geologiya i Geofizika*. 1978. No. 8. P. 552–561. (In Russ.).
14. *Pleshivtseva E.K., Golovko A.K.* Composition and distribution of steranes and hopanes in oils of multilayer deposits // *Organic geochemistry of oil-producing rocks of Western Siberia*. Novosibirsk: SB RAS Publ., 1999. P. 235–240. (In Russ.).

Проявление техногенных процессов при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа

М.К. Тупысев

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: m.tupysev@mail.ru

Аннотация. Показаны особенности проявления техногенных деформационных процессов при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа в разработанных газовых и газоконденсатных месторождениях, а также в водонасыщенных пластах. Обоснована возможность деформации пластов в подземных хранилищах газа с опусканием земной поверхности при условии снижения пластового давления ниже значения, достигнутого в конце разработки месторождения, а также начального на момент создания хранилища в водонасыщенных пластах.

Ключевые слова: техногенные деформационные процессы, подземные хранилища газа, разработанные газовые месторождения, водонасыщенные пласты.

Для цитирования: 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>

Основными геологическими структурами, в которых создаются подземные хранилища газа (ПХГ), являются газовые или газоконденсатные месторождения, из которых уже отобраны основные запасы газа, а также водонасыщенные пласты.

Техногенные процессы на ПХГ, создаваемых на базе разработанных газовых (газоконденсатных) месторождений

Вариант создания подземных хранилищ газа в газовых (газоконденсатных) месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, является наиболее предпочтительным. Основные преимущества создания ПХГ по такому варианту:

– имеется полная информация о параметрах геологической структуры (ее размеры по площади и глубине, фильтрационно-емкостные свойства продуктивной залежи, ее термобарические условия);

– известен режим работы газовой залежи, активность водоносного бассейна, к которому приурочена продуктивная залежь;

– сам факт существования месторождения доказывает надежность покрышки залежи, что является необходимым условием функционирования ПХГ;

– за время эксплуатации подземного хранилища в разработанном газоконденсатном месторождении имеется возможность дополнительного извлечения выпавшего в продуктивных пластах конденсата и получения ценного углеводородного продукта;

– на месторождении созданы фонд эксплуатационных и наблюдательных скважин, а также наземный комплекс по сбору, подготовке продукции газовых скважин и транспортировке газа потребителю, которые могут быть использованы при создании и эксплуатации ПХГ.

За время разработки газового месторождения до момента перевода его в подземное хранилище газа в продуктивных пластах снижается давление, в результате действия возрастающего эффективного напряжения (разность между горным и пластовым давлениями) [1, 2] происходит деформация продуктивных пластов (коллекторов) и окружающих их неколлекторов [3]. Деформация продуктивных пластов происходит за счет уменьшения объема их порового пространства и уплотнения с разрушением межзернового материала горных пород (рассматриваем терригенные горные породы, которые преимущественно залегают на приемлемых глубинах для ПХГ). Сжимаемость горных пород, которую можно отнести к упругой составляющей сжимаемости, по сравнению с относительным изменением объема порового пространства, незначительна [1]. Уплотнение горных пород продуктивных пластов при снижении пластового давления сравнимо с процессом погружения горных пород на глубины, пропорциональные величине снижения начального пластового давления [2]. Процесс деформации пластов продуктивных залежей месторождения сопровождается осадкой земной поверхности над месторождением.

При создании подземного хранилища газа в разработанном месторождении при цикле закачки газа в продуктивные пласты повышается пластовое давление, это возрастающее пластовое давление передается на скелет (зерна) горных пород продуктивных пластов. Поскольку их сжимаемость незначительна, то увеличения пористости за счет повышения давления не происходит. На горные породы пластов ПХГ продолжает действовать горное давление,

оно значительно больше пластового давления, поэтому повышение уровня земной поверхности произойти не может. Так, например, на глубине 1000 м горное давление составляет порядка 25 МПа, а начальное пластовое давление, обычно близкое к гидростатическому давлению, – 10 МПа. Создание величины пластового давления выше горного практически невозможно, поскольку при повышении пластового давления на забое скважин до величин $0,6 \div 1,0$ от горного давления (в зависимости от физических свойств горных пород) – в нашем примере $15 \div 25$ МПа – происходит гидроразрыв пласта (образование трещин, сопровождающееся резким снижением забойного давления) [4].

Процесс уплотнения горных пород пластов разработанного месторождения является необратимым, в процессе эксплуатации подземного хранилища газа возможно лишь дальнейшее уплотнение горных пород и осадка земной поверхности над ПХГ при условии снижения пластового давления в нем на каком-либо цикле отбора газа ниже значения, достигнутого в конце разработки рассматриваемого месторождения.

Впервые в отечественной практике разработки газовых месторождений изменение высотного положения земной поверхности в результате этого было зафиксировано на Северо-Ставропольском месторождении [2, 5], на территории которого было проведено нивелирование еще до открытия месторождения (в 1928–1947 гг.), что позволило оценить амплитуды осадки земной поверхности в результате разработки месторождения путем повторного нивелирования по тем же ходам в 1961 и 1962 гг.

Максимальное оседание (13–15 см) зафиксировано в центральной части месторождения [5]. В настоящее время указанное месторождение успешно используется в качестве подземного хранилища газа.

При переводе разработанных месторождений в ПХГ важным условием успешного функционирования хранилища является установление и устранение негативных последствий техногенных процессов, проявившихся в процессе эксплуатации месторождения. К основным из таких возможных негативных последствий относятся:

- нарушение герметичности обсадных колонн эксплуатационных скважин из-за растрескивания цементного камня в заколонных (межколонных) пространствах под действием осевых нагрузок, воспринимаемых обсадными колоннами при техногенных деформациях дренируемых пластов [6];

- нарушение герметичности покрышки месторождения в результате изменения физических свойств горных пород, оживления разломных зон [7].

Перечисленные процессы являются причиной перетока газа в верхние горизонты, в том числе с образованием техногенных залежей [8]. Необходимость в реализации комплекса мероприятий для контроля герметичности создаваемого ПХГ, как подземного резервуара для газа, предусмотрена в действующих Правилах создания и эксплуатации подземных хранилищ газа [9].

Техногенные процессы на ПХГ, создаваемых в водонасыщенных пластах

Основное назначение подземных хранилищ газа – это обеспечение пиковых

поставок природного газа потребителю, когда действующий газопровод не может обеспечивать требуемые объемы газа, а хранилища, таким образом, повышают надежность газоснабжения. Одним из важных потребителей газа, например, является московский регион. Однако в окрестностях Москвы нет разрабатываемых или разработанных нефтегазовых месторождений, поэтому задача обеспечения потребности в природном газе была решена путем создания искусственных хранилищ газа в водонасыщенных структурах (Щелковское и Калужское ПХГ, позднее – Касимовское ПХГ).

После проведения необходимых разведочных работ по выявлению коллекторов в водонасыщенных залежах и наличия герметичных вышележащих покрышек, сооружения необходимого фонда скважин и комплекса наземного оборудования приступают к закачке газа в разведанную водонасыщенную залежь. Для обеспечения поступления газа в водонасыщенные пласты необходимо превышение забойного давления над первоначальным пластовым. Окончательное повышение пластового давления по сравнению с первоначальным при создании искусственной газовой залежи проектного объема зависит от глубины залегания выбранной структуры для ПХГ, а также от толщины залежи (высоты ее газоносности). Если на уровне газо-водяного контакта (ГВК) давление остается близким к гидростатическому (при создании подземного хранилища не повышается пластовое давление в окружающей водоносной системе), то в верхней части газовой залежи пластовое давление после закачки газа имеет небольшую аномальность, обусловленную разностью удельных весов газа и воды.

При эксплуатации созданного подземного хранилища газа (в цикле отбора) газ добывается в объемах, потребных потребителю, но не превышающих возможностей ПХГ – его активного объема. В хранилище реализуется водонапорный режим работы искусственной газовой залежи, в конце отбора газа конечное пластовое давление снижается до значения, зависящего от активности водонапорной системы. Например, при наличии жестко водонапорной системы пластовое давление практически не снижается, поскольку отбор газа полностью компенсируется поступлением в залежь пластовой воды. В реальности реализуется водонапорный режим с частичным компенсированием снижения пластового давления поступающей (возвращающейся) в залежь пластовой водой.

По аналогии с рассмотренными выше техногенными деформационными процессами дренируемых пластов в подземном хранилище газа в водонасыщенных пластах отметим, что деформация (сжатие) пластов возможна только при снижении пластового давления ниже первоначального. Если такое условие реализуется, то в конце цикла отбора газа деформация дренируемых пластов может сопровождаться соответствующей осадкой земной поверхности над ПХГ. Следующий далее цикл закачки газа в подземное хранилище будет происходить уже в деформированные (уплотненные) коллекторы без изменения их толщин. При реализации дальнейших циклов отборов газа деформационные процессы с опусканием земной поверхности возможны только в результате снижения пластового давления ниже значения, достигнутого в предыдущих циклах.

В результате действия циклических знакопеременных нагрузок, как и при эксплуатации ПХГ в разработанных газовых месторождениях, возможны техногенные нарушения физических свойств горных пород [7]. Негативные последствия таких нарушений – разрушение горных пород коллекторов (особенно в призабойной зоне с максимальными амплитудами изменения пластового давления), нарушение герметичности заколонных пространств, оживление разломных зон.

Выводы

1. Уменьшение толщины пластов залежей газовых месторождений, сопровождающееся опусканием уровня земной поверхности над ними, может происходить только при снижении пластового давления ниже первоначального, поэтому при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа в разработанных газовых месторождениях уровень земной поверхности над ПХГ из-за изменения пластового давления в продуктивной залежи не меняется.

2. При создании и эксплуатации ПХГ в водонасыщенных пластах техногенное опускание уровня земной поверхности над хранилищем возможно только при снижении пластового давления в искусственной газовой залежи ниже первоначального.

3. При проектировании газового хранилища в разработанном газовом месторождении необходима оценка техногенных геодинамических процессов, проявившихся в процессе разработки месторождения, для оценки их последствий и учета с целью обеспечения последующей надежной эксплуатации ПХГ.

4. При создании подземного газового хранилища в водоносных пластах необходима оценка влияния техногенных процессов, происходящих из-за динамики пластового давления, на надежность ПХГ.

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. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов. М.: Недра, 1971. 312 с.
2. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Канаишук В.Ф. О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Советская геология. 1983. № 7. С. 109–117.
3. Тупысев М.К. Влияние техногенных процессов на содержание воды в продукции газовых скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 1(28). С. 6. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art6>
4. Муравьев В.М. Справочник мастера по добыче нефти. М.: Недра, 1975. 264 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. Виноградов В.Н., Савченко В.В., Жиденко Г.Г., Славянский А.А., Тупысев М.К., Олексюк В.И., Фоменко К.Я. Причины деформации обсадных колонн эксплуатационных скважин (межколонные газопроявления). М.: ВНИИЭгазпром, 1990. 47 с.
7. Жуков В.С., Семенов Е.О., Кузьмин Ю.О. Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Вести газовой науки. 2018. № 5(37). С. 82–99.
8. Тупысев М.К., Савченко В.В., Жиденко Г.Г. А.с. SU 1640377 A1. Способ контроля за разработкой газовой залежи. № 4687245/03; Заявл. 28.04.1989; Опубл. 07.04.1991 // Изобретения. Полезные модели. 1991. Бюл. № 13. 3 с. <http://www1.fips.ru>
9. ПБ 08-621-03. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах. М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. 48 с.

Man-made processes during the creation and operation of underground gas storage facilities

M.K. Tupysev

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

E-mail: m.tupysev@mail.ru

Abstract. The features of man-made deformation processes during the creation and operation of underground gas storage facilities in developed gas and gas condensate deposits, as well as in water-saturated reservoirs, are shown. The possibility of deformation of reservoirs in underground gas storage facilities with the lowering of the Earth's surface is justified, provided that the sea pressure is lowered below the value achieved at the end of the field development, as well as the initial one at the time of the creation of a storage facility in the water-saturated reservoirs.

Keywords: man-made deformation processes, underground gas storage facilities, developed gas fields, water-saturated reservoirs.

Citation: *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.).

References

1. *Gimatudinov S.K.* Physics of oil and gas reservoir: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1971. 312 p. (In Russ.).
2. *Petrenko V.I., Ilchenko L.A., Kanashuk V.F.* On the mechanism of subsidence of the Earth's surface in the extraction of liquid and gaseous mineral resources // *Sovetskaya Geologiya*. 1983. No. 7. P. 109–117. (In Russ.).
3. *Tupysev M.K.* Effect of man-made processes on water content in gas well products // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 1(28). P. 6. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art6> (In Russ.).
4. *Muraviev V.M.* Handbook for the oil production foreman. Moscow: Nedra, 1975. 264 p. (In Russ.).
5. *Ternova Zh.V., Sergeyev 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. *Vinogradov V.N., Savchenko V.V., Zhidenko G.G., Slavyanskiy A.A., Tupysev M.K., Oleksyuk V.I., Fomenko K.Ya.* Causes of deformation of casing columns of operating wells (inter-column gas showings). Moscow: VNIIEgazprom, 1990. 47 p. (In Russ.).
7. *Zhukov V.S., Semenov Ye.O., Kuzmin Yu.O.* Dynamics of physical properties of collectors at development of oil and gas fields // *Vesti Gazovoy Nauki*. 2018. No. 5(37). P. 82–99. (In Russ.).
8. *Tupysev M.K., Savchenko V.V., Zhidenko G.G.* A.c. SU 1640377 A1. Method of monitoring the development of gas field. No. 4687245/03; Declared 28.04.1989; Publ. 07.04.1991 // *Inventions. Useful models*. 1991. Bull. No. 13. 3 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
9. PB 08-621-03. Requirements for the creation and operation of underground gas storage facilities in porous formations. Moscow: State Unitary Enterprise Science and Technology Center for Industrial Safety of the Gosgortekhnadzor of Russia. 48 p. (In Russ.).

Total numbers matter. Landscape of China's scientific publications in 2018–2020 on the energy issue

B.N. Chigarev

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: bchigarev@ipng.ru

Abstract. This study aims to reveal and analyze the landscape of China's scientific publications in 2018–2020 on the subject "Energy Engineering and Power Technology" using bibliometric data from the Lens platform.

Bibliometric data of 26,623 scholarly works that satisfy the query: "Filters: Year Published = (2018–); Publication Type = (journal article); Subject = (Energy Engineering and Power Technology); Institution Country/Region = (China)" were used to analyze their main topics disclosed by Fields of Study and Subject; the leading contributors to these R&D activities were also detected.

Chinese Academy of Sciences, China University of Petroleum, Tsinghua University, Xi'an Jiaotong University, China University of Mining and Technology are the leading institutions in the subject. Most research works were funded by National Natural Science Foundation of China.

China carries out its research not only in conjunction with the leading economies: United States, United Kingdom, Australia and Canada, but also with the developing countries: Pakistan, Iran, Saudi Arabia and Viet Nam. Materials science, Chemical engineering, Computer science, Chemistry, Catalysis, Environmental science are the top Fields of Study.

Analysis of co-occurrence of Fields of Study allowed to identify 5 thematic clusters: 1. Thermal efficiency and environmental science; 2. Materials science for energy storage and hydrogen production; 3. Catalysis and pyrolysis for better fossil fuels; 4. Computer science and control theory for renewable energy; 5. Petroleum engineering for new fossil fuel resources and composite materials.

The results of the work can serve as a reference material for scientists, developers and investors, so that they can understand the research landscape of the "Energy Engineering and Power Technology" subject.

Keywords: China, energy engineering and power technology, landscape of publications, bibliometrics, the Lens, field of study.

Citation: Chigarev B.N. Total numbers matter. Landscape of China's scientific publications in 2018–2020 on the energy issue // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 76–101. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art7>

Introduction

Research and development (R&D) is expensive but plays an important role in improving competitiveness. Researchers, technology innovators and decision-makers need to understand the structure of global trends, therefore, the analysis of scholarly works carried out by the world's leading economies is

becoming an essential component in developing effective decisions on science funding.

The bibliometric analysis contributes significantly to understanding the landscape of academic publications and the hot topics of R&D [1]. In recent decades, China has become one of the leading nations in science and R&D [2].

Chinese authors make extensive use of bibliometric analysis to construct research profiles, study global scientific cooperation and identify trends in the development of specific areas of knowledge [3–6]. In the main they use data from Scopus, Web of Science and Chemical Abstracts Service, but the Lens platform has additional features: classification by subjects of research, fields of study, open access to its resources and wider indexing coverage. In this study, “Energy Engineering and Power Technology”, the main subject category of Energy subject area as classified by Elsevier*, was biometrically analyzed.

General note: in this article, the terms used by the Lens platform are given in their original form, for example, Field of Study, Subject, Energy Engineering and Power Technology, Materials Science, in order to separate them from the rest of the text.

1. Materials and methods

1.1. Data

“Energy Engineering and Power Technology” subject includes 560,318 scholarly works in the Lens database. In 2018–2020, 90,173 documents were published: 26,366 by China, 10,393 by United States and 4,319 by India. Considering only journal articles, we get the final request to the Lens: “Filters: Year Published = (2018–); Publication Type = (journal article); Subject = (Energy Engineering and Power Technology); Institution Country/Region = (China)”,

which gives 26,623 scholarly works as the result for further analysis.

1.2. Methods

Scholar analysis by the Lens platform provides a flexible possibility to build data slices. We use it to get top institution name, top funding, countries, subjects, fields of study and so on.

For each top item, 3 or 4 highly cited articles with their brief analysis were proposed as examples. Moreover, we use VOSviewer, a software tool for constructing and visualizing bibliometric networks [7], to cluster Field of Study data based on their co-occurrence.

Fields of study are used by the Microsoft Academic Graph (MAG) and exposed as Topics on the Microsoft Academic website to categorize entities. They are defined by machine learning parsing of all accessible text in bibliometric records. The Lens is based on Microsoft Academic Index and includes currently 225,109,652 scholarly works.

2. Results

During the last 10 years, the number of Chinese publications on “Energy Engineering and Power Technology” subject more than doubled compared to the global average: 2,041 articles in 2011 and 10,375 in 2020 (as of 12.06.2020) compared to 15,004 articles in 2011 and 34,173 in 2020 published by all countries (Fig. 1).

Journal articles are the main type of publications. Book chapters and conference proceedings are minor. Chinese authors strive to have their articles indexed in leading international abstract databases.

*<https://www.scimagojr.com/journalrank.php?area=2100&category=2102>

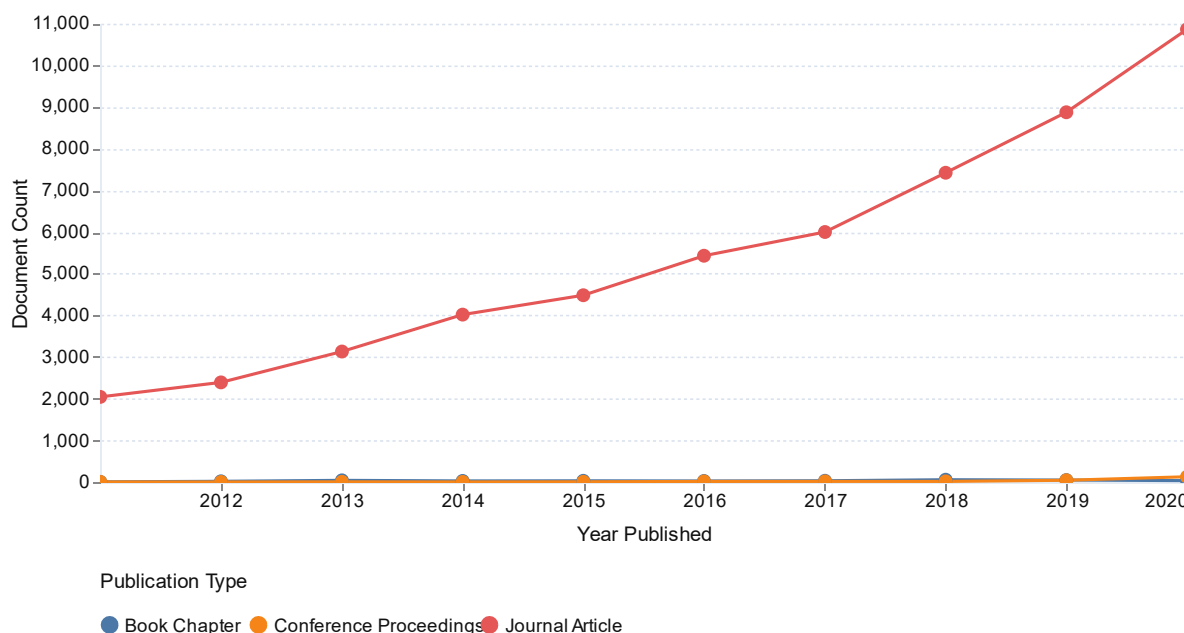


Fig. 1. The number of scholarly works over time by their publication type

2.1. Top Institution Name by Document Count on “Energy Engineering and Power Technology” subject for 2018–2020

Chinese organizations lead the overall list (without “China” filter) of publication activity (Fig. 2).

Examples of top cited articles by Chinese Academy of Sciences [8–10] and their Field of Study {Electrochemistry→2; Ion→2; Lithium→2; Materials science→2; Anode→1; Battery (electricity)→1; Capacitance→1; Carbon→1; Cathode→1;

Chemical engineering→1; Energy storage→1; Environmental science→1; Heavy metals→1; Human health→1; Hydrometallurgy→1; Inorganic chemistry→1; Mesoporous material→1; Metal recycling→1; Mini review→1; Nanocrystal→1; Polymerization→1; Pyrometallurgy→1; Sodium→1; Supercapacitor→1; Waste management→1}. Hence, we can assume that Materials science for Supercapacitor and Battery, including impact of Heavy metals on Human health, are the main topics of those researches.

1,259 China University of Mining and Technology	1,548 China University of Petroleum	2,212 Chinese Academy of Sciences	993 Huazhong University of Science and Technology	804 Russian Academy of Science
975 Shanghai Jiao Tong University	900 Tianjin University	1,398 Tsinghua University	1,378 Xi'an Jiaotong University	838 Zhejiang University
>1,982				

Fig. 2. Top institutions, based on their number of scholarly works in the result for the query:
 “Filters: Year Published = (2018–);
 Publication Type = (journal article);
 Subject = (Energy Engineering and Power Technology)”

Examples of top cited articles by China University of Petroleum [11–13] and their Field of Study {Geothermal energy→2; Geothermal gradient→2; Mass flow rate→2; Petroleum engineering→2; Working fluid→2; Carbonate→1; Closed loop→1; Environmental science→1; Fossil fuel→1; Geology→1; Injection rate→1; Macropore→1; Mass flow→1; Mass transfer→1; Materials science→1; Mineralogy→1; Oil shale→1; Organic geochemistry→1; Porosity→1; Pressure drop→1; Quartz→1; Scanning electron

microscope→1; Total organic carbon→1}. So, Oil shale, Geothermal energy, Environmental science are in focus of China Petroleum sector.

2.2. Top Countries by Document Count on “Energy Engineering and Power Technology” subject for 2018–2020

China publishes 2.57 times more articles than the United States. It is worth noting that Iran publishes more articles on the topic than India or the United Kingdom (Fig. 3.).



Fig. 3. Top institutions by their number of scholarly works

China carries out its research not only in conjunction with the leading economies {United States→2,812 shared publications; United Kingdom→934; Australia→816; Canada→585}, but also with developing countries {Pakistan→156; Iran→120; Saudi Arabia→111; Viet Nam→103 shared publications}.

Remark: since we used “China” as a filter in collecting bibliometric data, the mention of other countries in the results obtained will be associated with the presence of non-Chinese co-authors in the publications.

2.3. Top Funding by Document Count with “China” as a filter

Format of the list: Funding→Document Count.

- National Natural Science Foundation of China→15,299
- Fundamental Research Funds for the Central Universities→2,097

- National Basic Research Program of China (973 Program)→1,454
- China Postdoctoral Science Foundation→1,265
- National Key R&D Program of China→773
- China Scholarship Council→662
- Ministry of Science and Technology of the People's Republic of China→565
- Natural Science Foundation of Shandong Province→465
- Natural Science Foundation of Jiangsu Province→462
- National Key Research and Development Program of China→429
- Chinese Academy of Sciences→384
- Ministry of Education of the People's Republic of China→328
- Natural Science Foundation of Guangdong Province→311

- Natural Science Foundation of Beijing Municipality→205
- Priority Academic Program Development of Jiangsu Higher Education Institutions→196
- National Science Foundation→179
- Natural Science Foundation of Zhejiang Province→172
- National Key Research and Development Program of China Stem Cell and Translational Research→153

National Natural Science Foundation of China is the main sponsor of all research projects in China, but along with this, there is a broad diversification of funding for science, including foreign funds, for example, National Science Foundation (USA).

Examples of top cited articles funded by National Natural Science Foundation of China [14–16] and their Field of Study: {Battery (electricity)→2; Energy density→2; Lithium→2; Lithium-ion battery→2; Materials science→2; Acoustics→1; All solid state→1; Chemical engineering→1; Computational fluid dynamics→1; Electric vehicle→1; Electrical engineering→1; Electrolyte→1; Energy harvesting→1; Fast ion conductor→1; Ion→1; Nuclear engineering→1; Physics→1; Piezoelectricity→1; Short circuit→1; Thermal→1; Thermal runaway→1; Vibration→1; Vortex→1; Vortex-induced vibration→1; Wind power→1; Wind tunnel→1}.

This list implies that not only Materials science and Battery, but also Nuclear engineering, Chemical engineering and even such non-ordinary research area as Energy harvesting by Wind power are in focus of China's funding organizations.

If we took in consideration the National Science Foundation (USA), we get the following examples of top cited articles [17–19] and their

Field of Study {Materials science→3; Anode→1; Battery (electricity)→1; Capacitance→1; Cathode→1; Chemical kinetics→1; Combustion→1; Doping→1; Double bond→1; Electrode→1; Electrolyte→1; Flame speed→1; Graphene→1; Inorganic chemistry→1; Laminar flame speed→1; Lithium→1; Lithium vanadium phosphate battery→1; Molecule→1; Nanoarchitectures for lithium-ion batteries→1; Nanotechnology→1; Optoelectronics→1; Pentoxide→1; Power density→1; Radical→1; Supercapacitor→1; Thermochemistry→1; Thermodynamics→1; Vanadium→1; Voltage→1}. If the first article concerns the in-depth experimental studies on Combustion, Chemical kinetics and Laminar flame speed, the two others relate to Supercapacitor, Nanotechnology, Materials science and Battery.

2.4. Top Fields of Study by Document Count of China's publication activity on "Energy Engineering and Power Technology" subject

Format of the list: Field of Study→Document Count.

- Materials science→14,489
- Chemical engineering→6,961
- Computer science→3,492
- Chemistry→3,180
- Catalysis→2,784
- Environmental science→2,726
- Mechanics→2,579
- Combustion→1,864
- Coal→1,661
- Electrochemistry→1,629
- Control theory→1,515
- Composite material→1,437
- Hydrogen→1,391
- Anode→1,338
- Carbon→1,318
- Electrolyte→1,251

- Geology→1,216
- Electrode→1,192
- Adsorption→1,179
- Heat transfer→1,168

China's publication activity is comparable with the overall performance: Materials science→33,807; Computer science→15,257; Chemical engineering→14,244; Environmental science→10,806; Chemistry→7,797.

Examples of top cited articles on Field of Study (Materials science): [20–23] and the list of Fields of Study of this articles: {Materials science→4; Chemical engineering→3; Electrochemistry→3; Specific surface area→3; Anode→2; Adsorption→1; Annealing (metallurgy)→1; Carbon nanofiber→1; Coal→1; Composite number→1; Desorption→1; Electrochemical reduction of carbon dioxide→1; Electrolyte→1; Electrospinning→1; Graphene→1; Hybrid material→1; Ionic liquid→1; Lithium→1; Metal→1; Metal-organic framework→1; Nanofiber→1; Nanoparticle→1; Nanotechnology→1; Oxide→1; Porosity→1; Rational design→1; Surface roughness→1; Water block→1; Water treatment→1}.

Main highlights of these articles (3 for each):

- High-performance energy storage devices for applications ranging from portable electronics to electric vehicles stimulate research on new-type batteries beyond lithium-ion batteries.
- $\text{Fe}_7\text{Se}_8/\text{N-CNF}$ hybrid material has been fabricated, which combines the advantages of interconnected N-rich carbon nanofibers and ultrasmall Fe_7Se_8 nanoparticles.
- The hybrid materials based on metal selenides open the way for the development of advanced energy storage systems.
- Environmental problem associated with the use of fuel could be solved by chemical conversion, which reduces CO_2 emission.

• Pristine MOFs materials used as the electrocatalysts for CO_2 reduction exhibit excellent electrocatalytic activity and selectivity.

• MOF-derived materials improve electron transfer and mass transport.

• Two-dimensional layered vanadium disulfide (VS_2) is a promising anode material for lithium-ion batteries (LIBs) due to the high theoretical capacity, but it remains a challenge to synthesize monodispersed ultrathin VS_2 nanosheets.

• A novel solvothermal method has been developed to prepare the monodispersed bowl-shaped NH_3 -inserted VS_2 nanosheets.

• An anode material for LIBs, porous monodispersed VS_2 (H-VS_2), delivers superior rate performance and longer cycle stability.

• The large-scale coal resources and the increasing demand for clean energy enforce the exploitation of unconventional gas reservoirs such as coalbed methane (CBM).

• It is of great significance to understand how to change the pore structure of coal for CBM mining.

• Ionic liquids can reduce the damage of water block effect and widen the pore diameter.

2.5. Top Fields of Study by Average Scholar Citations

If we consider articles related to the most cited Fields of Study, then we get the following picture of more specific terms in comparison with the top Fields of Study by number of publications (format: Field of Study →Average Scholar Citations): Energy density→19.8; Fast ion conductor→16.4; Lithium-sulfur battery→15.1; Deep learning→14.9; Nanotechnology→14.7; Engineering physics→14.6; Dendrite (crystal)→14.5; Electricity market→14.0; Chemical vapor deposition→14.0; Lithium-ion battery→13.7; Battery pack→13.7; Electronics→13.7; Polysulfide→13.3; Sodium-ion battery→13.3; Capacity loss→13.2.

Examples of top cited articles on the most cited Field of Study (Energy density OR Fast ion conductor) [24–27] and the Fields of Study of this articles: {Fast ion conductor→4; Materials science→4; Chemical engineering→3; Electrode→3; Electrolyte→3; Ionic conductivity→2; Activation energy→1; Anode→1; Band gap→1; Battery (electricity)→1; Carbon nanofiber→1; Cathode→1; Chemical physics→1; Composite number→1; Conductivity→1; Crystal structure→1; Density functional theory→1; Doping→1; Electrochemistry→1; Electrospinning→1; Ion→1; Lithium→1; Nanofiber→1; Nanoparticle→1; Oxide→1; Statistical analysis→1; Sulfide→1}.

Main highlights for those articles (3 for each):

- Conductivities of the sulfides are the most important property for the electrolytes, which is closely related to their crystal structures.
- Lithium-ion conductivity can be improved by various doping methods, such as substitution doping, interstitial doping, dual-doping, etc.
- Cost-effective silicon was employed to replace the costly germanium in tetragonal $\text{Li}_{10}\text{GeP}_2\text{S}_{12}$ -type electrolytes.
- The as-assembled SIC full device exhibits an ultrahigh energy density of 182.8 Wh/kg. The SIC device was assembled with CNF@NVPF as the cathode and pCNF as the anode.
- The interconnected carbon fiber network provides strong mechanical robustness.
- Carbon nanofiber NVPF particles are completely encapsulated into carbon matrix of CNF.
- $\text{Na}_{11}\text{Ge}_2\text{PS}_{12}$ is a promising candidate as a solid Na electrolyte due to its high room temperature ionic conductivity and phase stability.

- $\text{Na}_{11}\text{Sn}_2\text{PS}_{12}$ has been reported to have a room temperature ionic conductivity of 1.4 mS/cm.

- Substituting Sn with Ge increases the band gap, improves the room temperature conductivity by a factor of 2, and lowers the activation energy of Na hopping.

- PEO- NaClO_4 filled in the space between Na_3PS_4 particles, the interfacial resistance of solid electrolyte could be reduced, increasing the ionic conductivity of composite electrolyte.

- With a higher ionic Conductivity and better interfacial compatibility of the NPS-PEO electrolyte, the SnS_2/Na battery delivers improved cycling stability.

- The all-solid-state battery SnS_2/Na shows enhanced electrochemical performance.

In addition, Fields of Study can be listed, which in total are most often cited by patents (format: Field of Study → Sum by Patent Citations): {Materials science→126; Chemical engineering→74; Computer science→45; Electrolyte→24; Control theory→21; Anode→21; Battery (electricity)→21; Lithium→20}, the common landscape is the same: exploration on Materials science, Chemical engineering and Computer science for efficient electricity Battery.

2.6. Top Institution Name by Field of Study and by Subject compared by Document Count

Fig. 4 and Fig. 5 show the leading scientific organizations with the highest number of publications in the Fields of Study and Subjects categories, respectively.

The Chinese Academy of Sciences is the leading institution in most Fields of Study, with the exception of Computer Science, which is dominated by Tsinghua University, North China Electric Power University and Electric Power Research Institute.

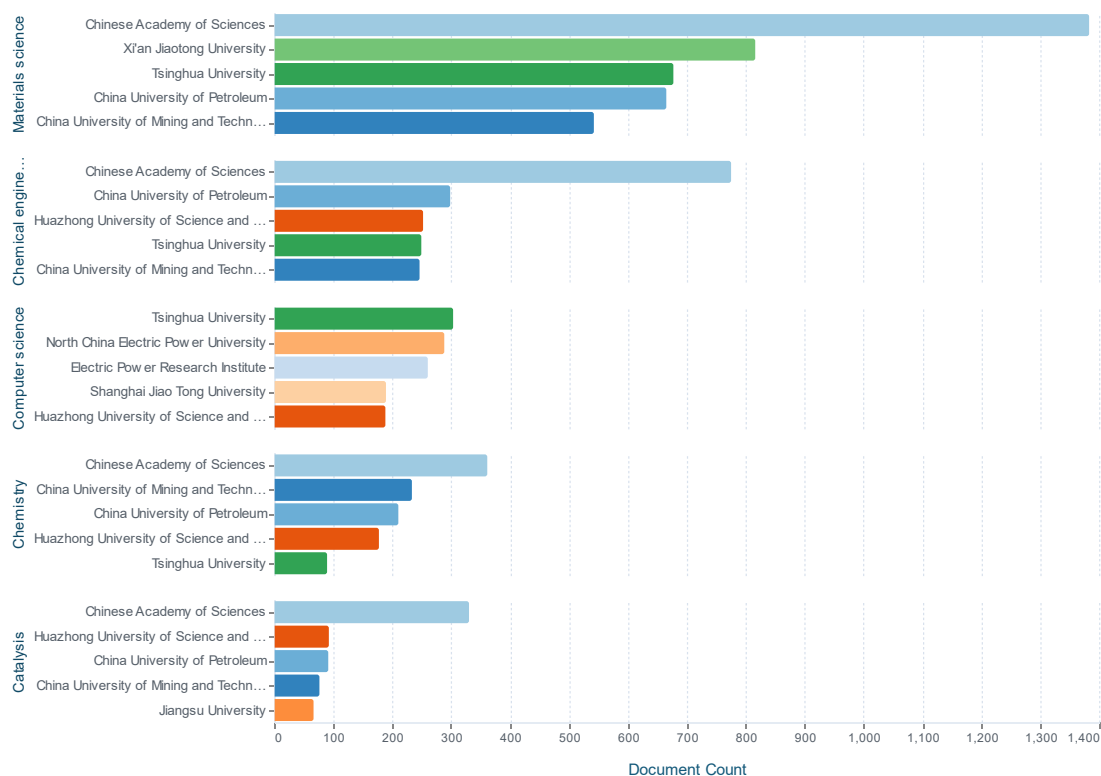


Fig. 4. The main Fields of Study for the most active institutions, based on their number of scholarly works

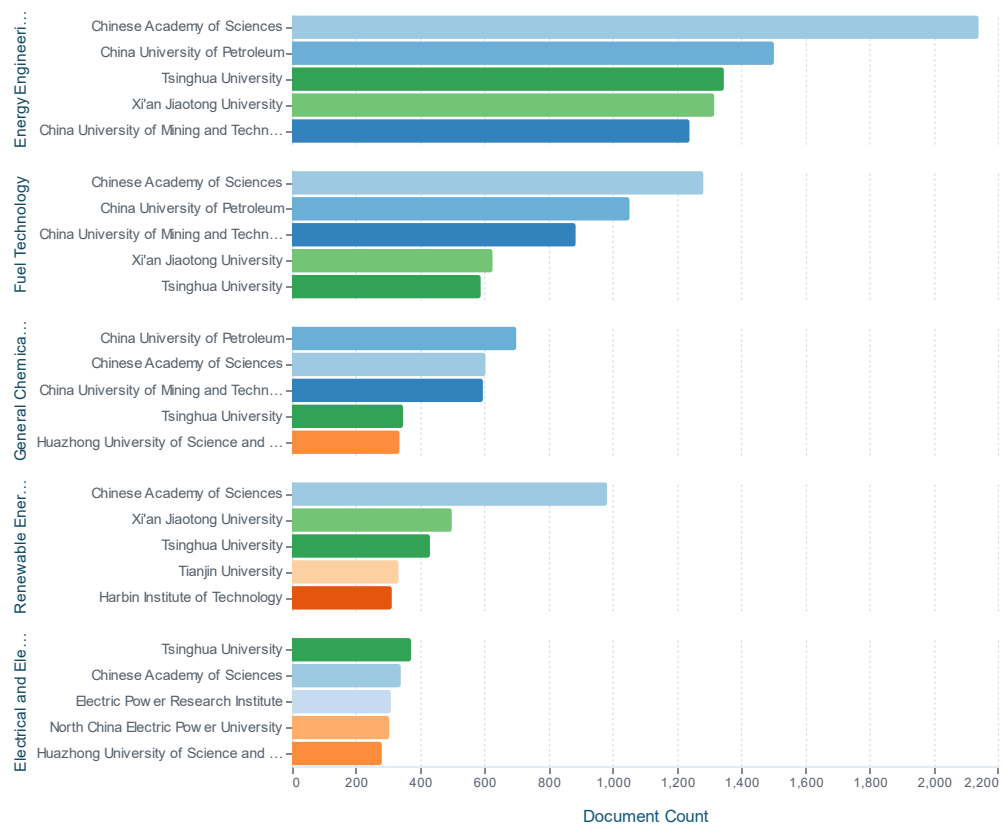


Fig. 5. The top Subjects for the most active institutions, based on their number of scholarly works

In this article, we use Subject “Energy Engineering and Power Technology” as a filter, thus other Subjects can be viewed as intersections with it.

It is worth noting that Chinese publications usually have many co-authors. For example, in 23,033 Chinese articles on the topic “Energy Engineering and Power Technology” without US, UK and Australian co-authors, the average number of co-authors was 5.7, with average citation 6.2. 75% of articles have been cited. 26 publications were cited 100 times or more.

In 7,836 US articles on the topic “Energy Engineering and Power Technology” without Chinese co-authors affiliated with China, the average number of co-authors was 3.36 with average citation 5.5 and many of the co-authors have Chinese last names. 73% of articles have been cited. 26 publications were cited 73 times or more.

The average number of references per article for Chinese publications is 35.7, and for US publications it is 32.5.

In short, the total number matters.

Top additional Subjects by articles of all institutions: Fuel Technology→14,807; Renewable Energy, Sustainability and the Environment →11,082; General Chemical Engineering→7,041; Electrical and Electronic Engineering→5,858; Condensed Matter Physics→3,838; Nuclear Energy and Engineering→3,787; Organic Chemistry→2,966; Industrial and Manufacturing Engineering→2,959; Physical and Theoretical Chemistry→1,971; General Chemistry→1,315.

2.7. Top Institutions with most published articles supported by Chinese Funding Organizations

National Natural Science Foundation of China is the main fund for China R&D, top institutions which get support from it are: Chinese Academy of Sciences (published 1,377 articles with NNSFC support), Xi'an Jiaotong University→823, Tsinghua University→786, China University of Petroleum→759, Huazhong University of Science and Technology→693 published articles.

Fundamental Research Funds for the Central Universities funding was given to: China University of Mining and Technology→196; China University of Petroleum→189; North China Electric Power University→179; Chongqing University→125; Xi'an Jiaotong University→120 published articles.

National Basic Research Program of China (973 Program) funding was given to: Chinese Academy of Sciences→175; Tsinghua University→106; Xi'an Jiaotong University→98; Huazhong University of Science and Technology→75; China University of Petroleum→59 published articles.

China Postdoctoral Science Foundation: Xi'an Jiaotong University→150; China University of Mining and Technology→79; Huazhong University of Science and Technology→74; Harbin Institute of Technology→73; Chinese Academy of Sciences→68 articles were published; *National Key R&D Program of China*: Chinese Academy of Sciences→109; Xi'an Jiaotong University→52; Huazhong University of Science and Technology→50; University of Science and Technology of China→41; Tsinghua University→36 published articles.

The diversity of donors ensures the sustainable development of Chinese science.

2.8. Top 5 journals with the most articles published by China's institutions

Fig. 6 shows in which leading scientific journals which China's organizations with the largest number of publications on the subject "Energy

Engineering and Power Technology" place their articles.

These are classic top-rated energy journals, and the topics of publications are of great current interest as follows from the above text.

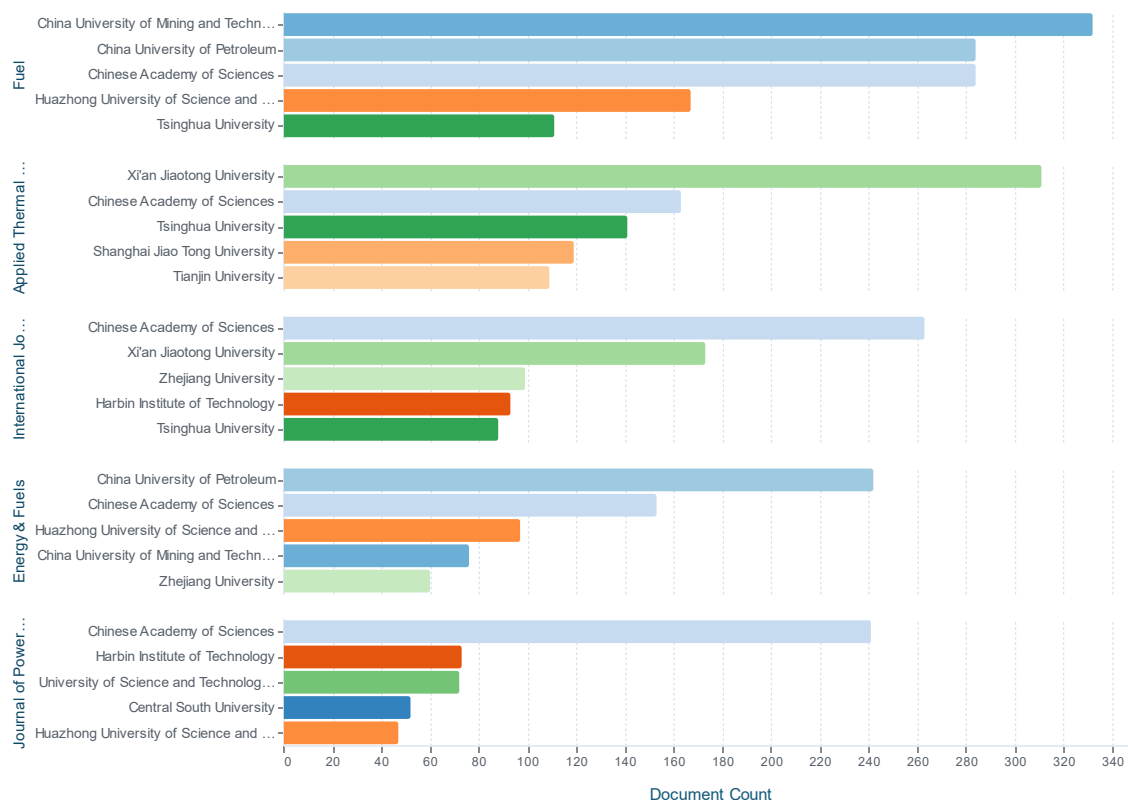


Fig. 6. The most active institutions by their number of scholarly works in the 5 top journals

2.9. Constructing the Cluster Map of Fields of Study using VOSviewer

VOSviewer constructs bibliometric maps based on a similarity matrix, which is calculated on the basis of co-occurrence matrix. It uses a similarity measure known as the association strength between two items calculated as the ratio between observed number of co-occurrences of items and the expected number of co-occurrences of items, under the assumption that occurrences of items are statistically independent [7]. The map can be divided into communities by cluster algorithm as a network in which nodes are densely connected internally

within clusters, but loosely connected externally between different clusters. Each node in the map (network) is assigned to exactly one cluster. The number of clusters can be controlled by setting the minimum number of nodes in a cluster.

In this article, 16,233 Fields of Study as co-occurrence terms were used, 2,722 of them meet more than 10 times. The threshold of 10 items in cluster was used to construct the cluster map. As a result of the analysis, we obtained 5 clusters (Fig. 7), which are described in detail below. Format of data: Field of Study in lowercase (Links; Occurrence).

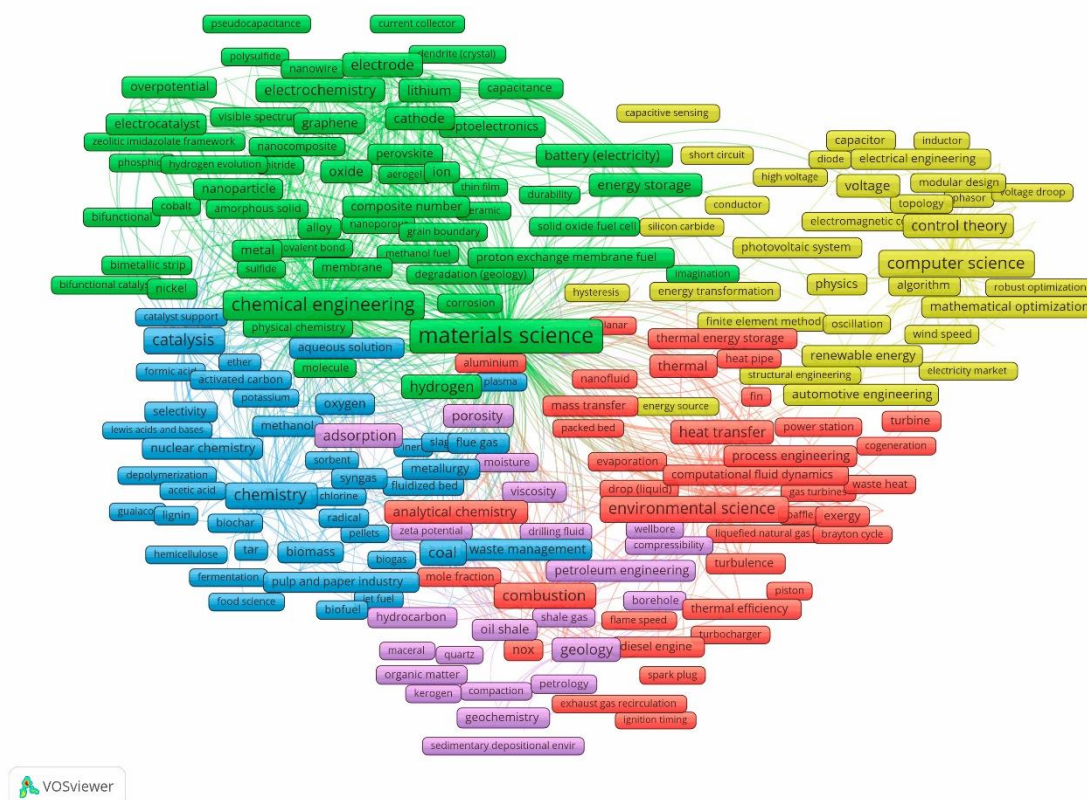


Fig. 7. 5 clusters of Fields of Study by their co-occurrence in metadata of publications

An enlarged graphical representation of the 5 clusters of the Fields of Study co-occurrence with details for each cluster is given in the Appendix (Fig. A.1, A.4–A.8). Fig. A.2 shows the change over time of the emergence of the Fields of Study. On Fig. A.3, a fragment of terms emerging over time for the cluster “Material science and chemical technology” is represented.

Cluster 1 (Red) – we could name it “Thermal efficiency and environmental science”: environmental science (724;2678); mechanics (619;2549); combustion (653;1814); heat transfer (588;1157); flow (psychology) (611;973); thermal (660;940); analytical chemistry (613;846); nuclear engineering (474;778); thermodynamics (573;693); process engineering (455;676); ignition system (375;521); heat exchanger (388;436); NO_x (335;419); diesel fuel (388;418);

computer simulation (483;395); thermal efficiency (352;370); volumetric flow rate (490;361); supercritical fluid (448;334); combustor (333;326); thermal conductivity (396;317).

Cluster 2 (Green) – we could name it “Materials science for energy storage and hydrogen production by electrochemistry”: materials science (962;14193); chemical engineering (778;6805); electrochemistry (470;1571); hydrogen (740;1373); anode (491;1303); carbon (645;1285); electrolyte (466;1202); electrode (459;1150); cathode (472;1070); battery (electricity) (527;1062); lithium (420;989); energy storage (541;809); oxide (514;785); hydrogen production (502;711); nanoparticle (452;654); graphene (412;650); composite number (525;634); supercapacitor (350;628); electrocatalyst (277;574); optoelectronics (355;506).

Cluster 3 (Blue) – we could name it “Catalysis and pyrolysis for better fossil fuels”: chemistry (683;3122); catalysis (613;2726); coal (643;1630); pyrolysis (555;997); inorganic chemistry (448;739); oxygen (541;610); biomass (422;558); waste management (404;531); nuclear chemistry (366;488); char (338;431); methanol (421;406); metallurgy (396;403); pulp and paper industry (316;399); syngas (407;394); flue gas (408;387); sulfur (386;340); particle size (455;326); desorption (398;312); thermogravimetric analysis (351;310); activation energy (376;309).

Cluster 4 (Yellow) – we could name it “Computer science and control theory for renewable energy by optimization and automotive engineering”: computer science (450;3397); control theory (360;1481); voltage (466;896); electric power system (315;851); automotive engineering (355;590); renewable energy (424;549); mathematical optimization (185;520); physics (320;485); wind power (256;455); photovoltaic system (357;378); electricity generation (426;349); grid (229;333); AC power (183;307); mathematics (314;281); electrical engineering (184;277); algorithm (232;272); electricity (260;272); China (136;270); capacitor (240;263); engineering (313;263).

Cluster 5 (Violeous) – we could name it “Petroleum engineering for new fossil fuel resources and composite materials”: composite material (697;1417); geology (336;1201); adsorption (642;1151); porosity (628;781); methane (592;761); petroleum engineering (353;583); oil shale (348;533); geochemistry (134;404); particle (490;395); coal mining (313;380); natural gas (447;379); permeability (electromagnetism) (279;298); mineralogy (278;296); hydrocarbon (391;289); viscosity (421;284); structural basin (128;278); coalbed methane (221;258); saturation (chemistry)

(363;215); dissolution (345;210); fossil fuel (333;197).

Conclusions

It has been shown that the Lens platform, which provides open access to big bibliometric data of scientific publications and classifies them by Subject and Field of Study, can be used to analyze the scientific research landscape on a adjusted topic, which is important for R&D economic decision making.

“Energy Engineering and Power Technology” subject is a key topic in the area of Energy and includes 560,318 research papers in the Lens database. From 2018 to 2020, 90,173 papers were published: 26,366 by China, 10,393 by the United States and 4,319 by India.

Chinese publications on “Energy and Energy Production Technology” are more than doubled in their number compared to the global average over the past 10 years.

Most of these papers were funded by the National Natural Science Foundation of China. The Chinese Academy of Sciences; China Petroleum University; Tsinghua University; Xi’an Jiaotong University and China University of Mining and Technology are leading institutions in this subject.

Chinese articles on the topic “Energy Engineering and Power Technology” have the average number of co-authors 5.7 with average citation 6.2. 75% articles have been cited.

China conducts its research not only with the leading economies: United States, the United Kingdom, Australia and Canada, but also with the developing countries: Pakistan, Iran, Saudi Arabia and Viet Nam.

Materials science, chemical engineering, computer science, chemistry, catalysis and environmental science are the leading areas of research.

The topics of research include works related to high-performance energy storage for various applications – from portable electronics to electric cars, new types of batteries, development of hybrid materials for advanced energy storage technologies, synthesis of monodisperse ultrafine nanosheets for anodes, increasing lithium-ion conductivity through doping, exploitation of unconventional gas fields such as coalbed methane.

Analysis of overlapping Fields of Study identified 5 thematic clusters: 1. Thermal efficiency and environmental science; 2. Materials science for energy storage and hydrogen production; 3. Catalysis and pyrolysis for fossil fuel improvement; 4. Computer science and control theory for renewable energy sources; 5. Oil and gas engineering for new fossil fuel resources and composite materials.

China is making great efforts to achieve its dominance in R&D.

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).

References

1. Leydesdorff L., Rafols I. A global map of science based on the ISI subject categories // Journal of the American Society for Information Science and Technology. 2009. Vol. 60, No. 2. P. 348–362. <https://doi.org/10.1002/asi.20967>
2. Zhou P., Leydesdorff L. The emergence of China as a leading nation in science // Research Policy. 2006. Vol. 35, No. 1. P. 83–104. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2005.08.006>
3. Yue T., Yang L., Ahlgren P. et al. A comparison of citation disciplinary structure in science between the G7 countries and the BRICS countries // Journal of Data and Information Science. 2018. Vol. 3, No. 3. P. 14–30. <https://doi.org/10.2478/jdis-2018-0012>
4. Carley S., Porter A.L., Rafols I., Leydesdorff L. Visualization of disciplinary profiles: Enhanced science overlay maps // Journal of Data and Information Science. 2017. Vol. 2, No. 3. P. 68–111. <https://doi.org/10.1515/jdis-2017-0015>
5. Hu H., Wang D., Deng S. Global Collaboration in Artificial Intelligence: Bibliometrics and Network Analysis from 1985 to 2019 // Journal of Data and Information Science. 2020. Vol. 5, No. 4. P. 86–115. <https://doi.org/10.2478/jdis-2020-0027>
6. Zou L., Wang L., Wu Y. et al. Trends analysis of graphene research and development // Journal of Data and Information Science. 2020. Vol. 3, No. 1. P. 82–100. <https://doi.org/10.2478/jdis-2018-0005>
7. 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>
8. Lin Y., Qiu Z., Li D. et al. NiS₂@CoS₂ nanocrystals encapsulated in N-doped carbon nanocubes for high performance lithium/sodium ion batteries // Energy Storage Materials. 2018. Vol. 11. P. 67–74. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2017.06.001>
9. Wang H., Wang M., Tang Y. A novel zinc-ion hybrid supercapacitor for long-life and low-cost energy storage applications // Energy Storage Materials. 2018. Vol. 13. P. 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2017.12.022>

10. Zheng X., Zhu Z., Lin X. et al. A mini-review on metal recycling from spent lithium-ion batteries // *Engineering*. 2018. Vol. 4, No. 3. P. 361–370. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2018.05.018>
11. Zhu H., Ju Y., Qi Y. et al. Impact of tectonism on pore type and pore structure evolution in organic-rich shale: Implications for gas storage and migration pathways in naturally deformed rocks // *Fuel*. 2018. Vol. 228. P. 272–289. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.137>
12. Sun F., Yao Y., Li G., Li X. Performance of geothermal energy extraction in a horizontal well by using CO₂ as the working fluid // *Energy Conversion and Management*. 2018. Vol. 171. P. 1529–1539. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.06.092>
13. Sun F., Yao Y., Li G., Li X. Geothermal energy development by circulating CO₂ in a U-shaped closed loop geothermal system // *Energy Conversion and Management*. 2018. Vol. 174. P. 971–982. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.08.094>
14. Feng X., Ouyang M., Liu X. et al. Thermal runaway mechanism of lithium-ion battery for electric vehicles: A review // *Energy Storage Materials*. 2018. Vol. 10. P. 246–267. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2017.05.013>
15. Zheng F., Kotobuki M., Song S. et al. Review on solid electrolytes for all-solid-state lithium-ion batteries // *Journal of Power Sources*. 2018. Vol. 389. P. 198–213. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.022>
16. Wang J., Zhou S., Zhang Z., Yurchenko D. High-performance piezoelectric wind energy harvester with Y-shaped attachments // *Energy Conversion and Management*. 2019. Vol. 181. P. 645–652. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.12.034>
17. Zhou C.W., Li Y., Burke U. et al. An experimental and chemical kinetic modeling study of 1,3-butadiene combustion: Ignition delay time and laminar flame speed measurements // *Combustion and Flame*. 2018. Vol. 197. P. 423–438. <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2018.08.006>
18. Dai S., Liu Z., Zhao B. et al. A high-performance supercapacitor electrode based on N-doped porous graphene // *Journal of Power Sources*. 2018. Vol. 387. P. 43–48. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.03.055>
19. Yao J., Li Y., Massé R.C. et al. Revitalized interest in vanadium pentoxide as cathode material for lithium-ion batteries and beyond // *Energy Storage Materials*. 2018. Vol. 11. P. 205–259. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2017.10.014>
20. Zhang D.M., Jia J.H., Yang C.C., Jiang, Q. et al. Fe₇Se₈ nanoparticles anchored on N-doped carbon nanofibers as high-rate anode for sodium-ion batteries // *Energy Storage Materials*. 2020. Vol. 24. P. 439–449. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2019.07.017>
21. Shao P., Yi L., Chen S. et al. Metal-organic frameworks for electrochemical reduction of carbon dioxide: The role of metal centers // *Journal of Energy Chemistry*. 2020. Vol. 40. P. 156–170. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2019.04.013>
22. Wu D., Wang C., Wu M. et al. Porous bowl-shaped VS₂ nanosheets/graphene composite for high-rate lithium-ion storage // *Journal of Energy Chemistry*. 2020. Vol. 43. P. 24–32. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2019.08.003>
23. Zhao L., Guanhuo N., Lulu S. et al. Effect of ionic liquid treatment on pore structure and fractal characteristics of low rank coal // *Fuel*. 2020. Vol. 262. P. 116513. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116513>

24. *Chen S., Xie D., Liu G. et al.* Sulfide solid electrolytes for all-solid-state lithium batteries: Structure, conductivity, stability and application // *Energy Storage Materials*. 2018. Vol. 14. P. 58–74. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2018.02.020>
25. *Qiu, R., Fei, R., Guo, J.-Z. et. al.* Encapsulation of $\text{Na}_3(\text{VO})_2(\text{PO}_4)_2\text{F}$ into carbon nanofiber as a superior cathode material for flexible sodium-ion capacitors with high-energy-density and low-self-discharge // *Journal of Power Sources*. 2020. Vol. 466. P. 228249. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.228249>
26. *Liu J., Lu Z., Effat M.B., Ciucci F.* Theoretical study on the stability and ionic conductivity of the $\text{Na}_{11}\text{M}_2\text{PS}_{12}$ ($\text{M} = \text{Sn}, \text{Ge}$) superionic conductors // *Journal of Power Sources*. 2019. Vol. 409. P. 94–101. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.10.077>
27. *Xu X., Li Y., Cheng J. et al.* Composite solid electrolyte of Na_3PS_4 -PEO for all-solid-state SnS_2/Na batteries with excellent interfacial compatibility between electrolyte and Na metal // *Journal of Energy Chemistry*. 2020. Vol. 41. P. 73–78. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2019.05.003>

APPENDIX

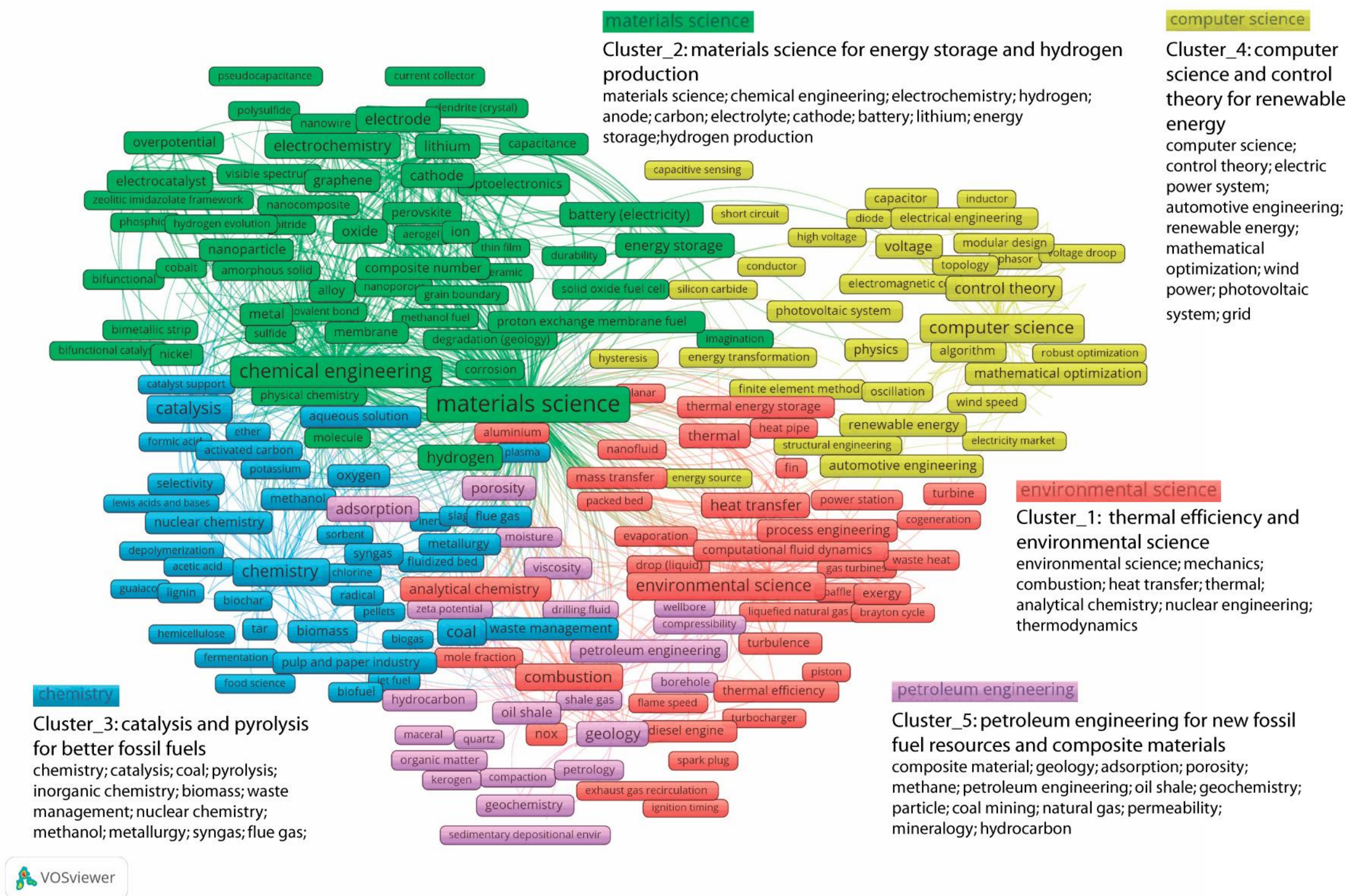
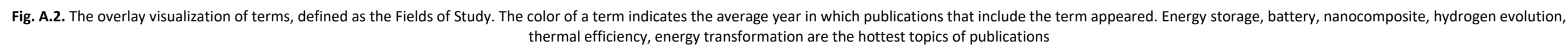


Fig. A.1. Clustering the Fields of Study of China's scientific publications in 2018–2020 on the Subject "Energy Engineering and Power Technology" at the Lens platform





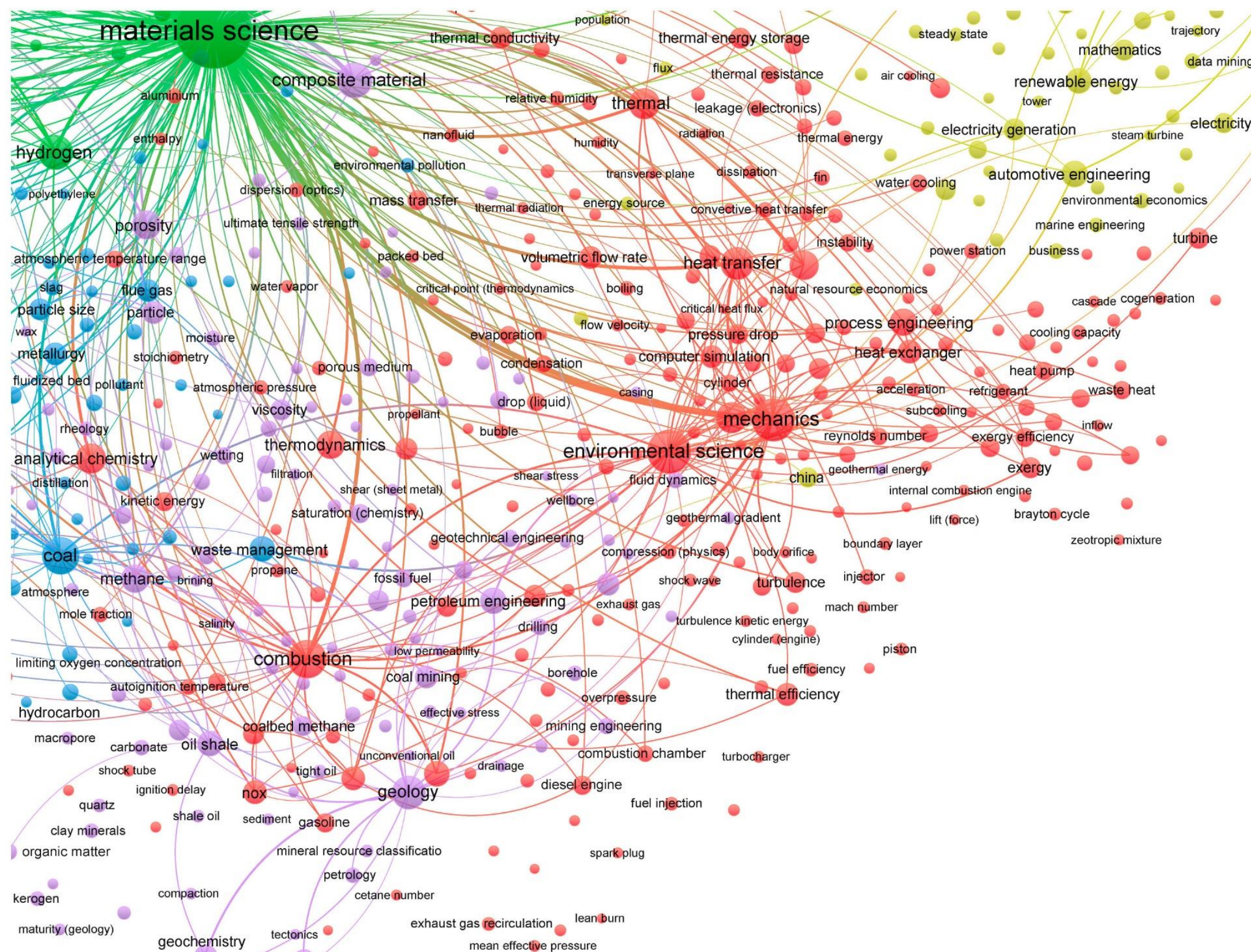
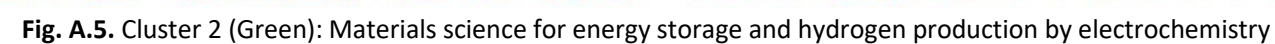


Fig. A.4. Cluster 1 (Red): Thermal efficiency and environmental science



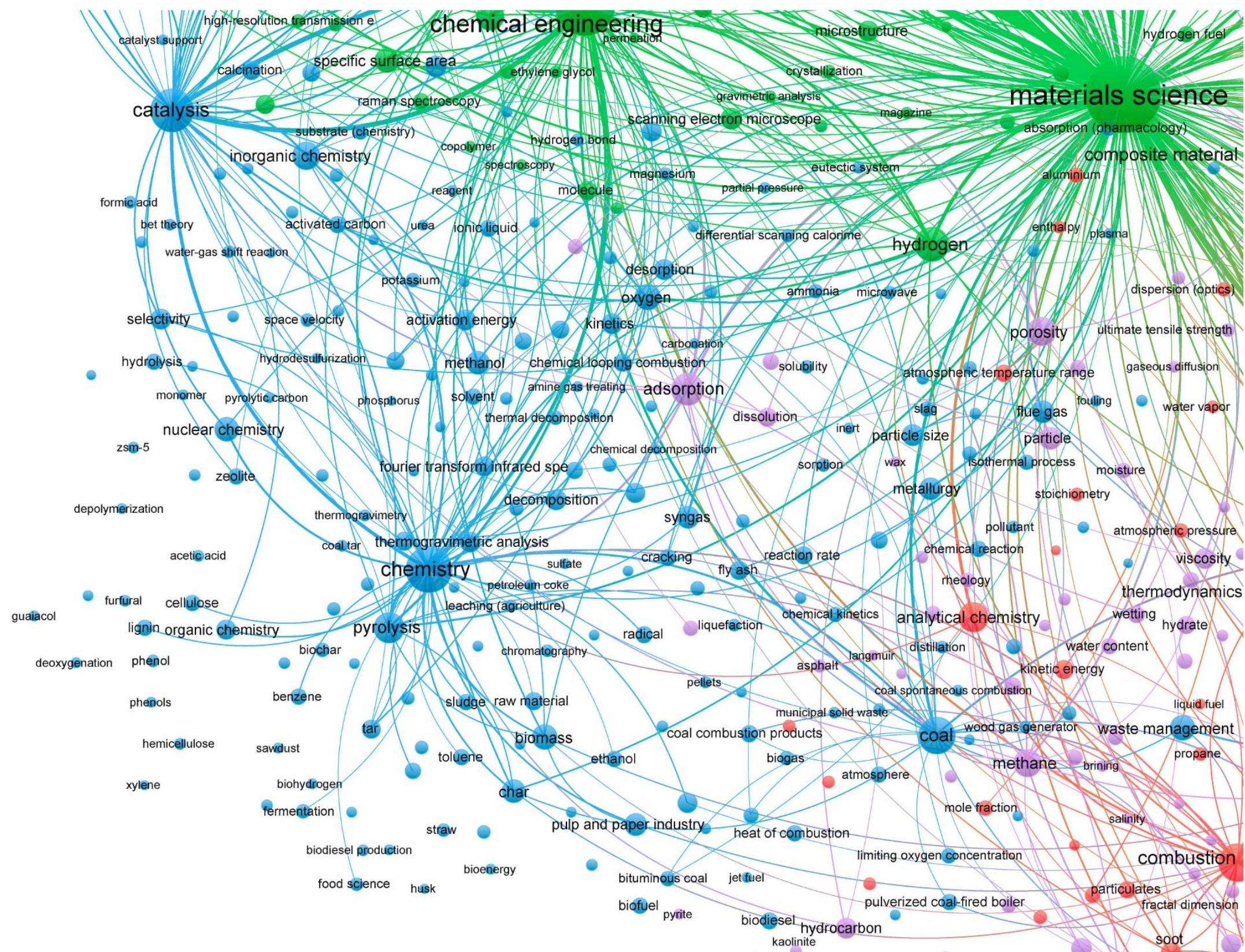
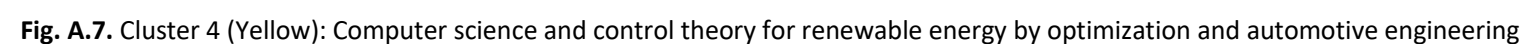


Fig. A.6. Cluster 3 (Blue): Catalysis and pyrolysis for better fossil fuels



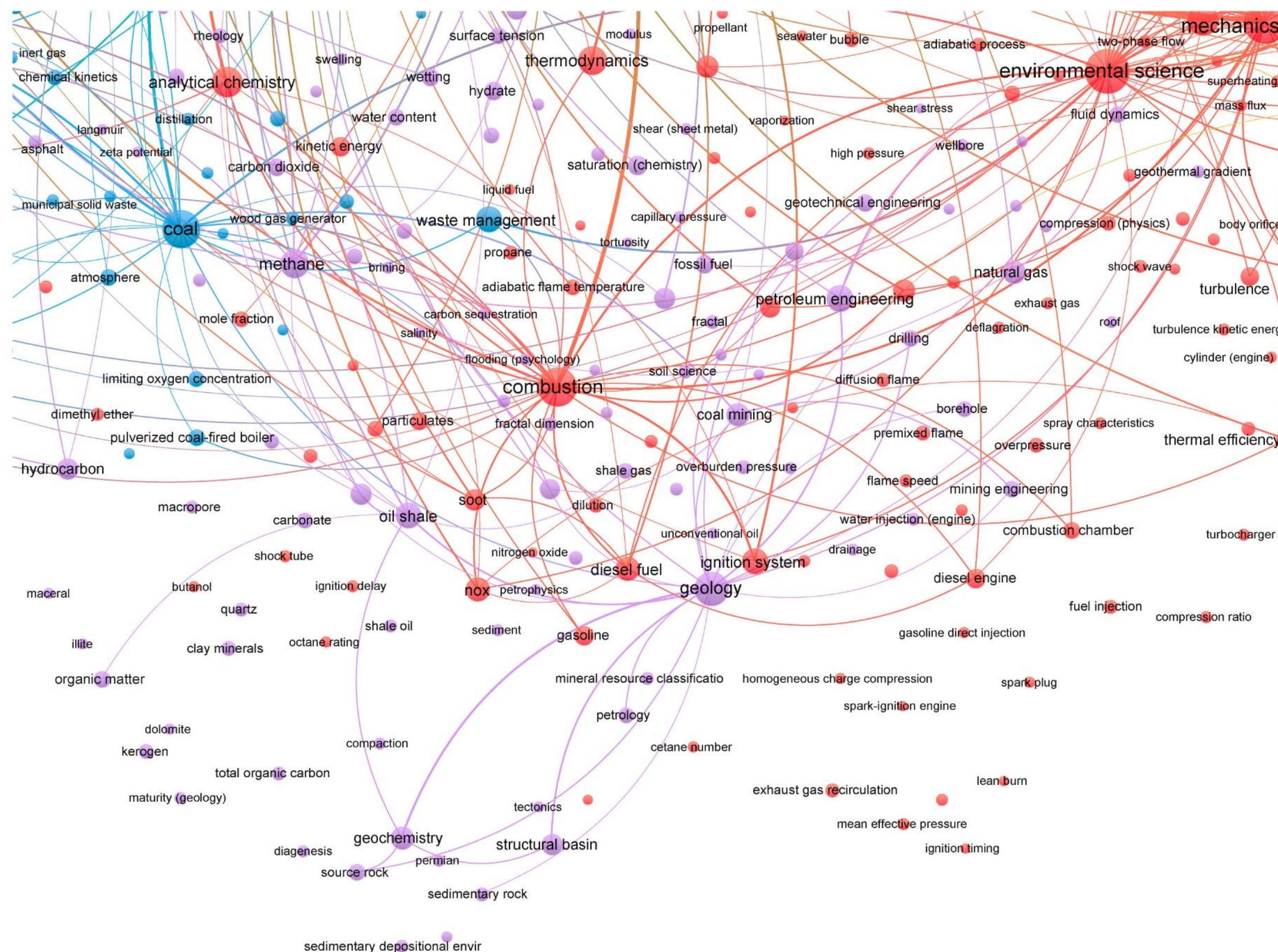


Fig. A.8. Cluster 5 (Violaceous): Petroleum engineering for new fossil fuel resources and composite materials

Общее число имеет значение. Ландшафт китайских научных публикаций в 2018–2020 гг. по энергетической тематике

Б.Н. Чигарев

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

Аннотация. Целью данного исследования является анализ ландшафта научных публикаций Китая в 2018–2020 гг. на тему «Энергетическая инженерия и энергетические технологии» с использованием библиометрических данных платформы the Lens.

Использованы библиометрические данные 26623 научных работ, удовлетворяющих запросу: «фильтры: годы публикаций = (2018–); тип публикации = (статья в журнале); тема = (Энергетическая инженерия и энергетические технологии); страна = (Китай)», для анализа основных тем (поля базы данных: «Field of Study» и «Subject») и выявления ведущих участников данных научных исследований (поля Institution; Institution Country/Region; Funding; Journal).

Показано, что Китайская академия наук, Китайский нефтяной университет, Университет Цинхуа, Сианьский университет Цзяотун, Китайский университет горного дела и технологий – ведущие учреждения в рассматриваемой области исследований. Большинство работ финансировалось Национальным фондом естественных наук Китая.

Китай проводит свои исследования не только совместно с ведущими экономиками: США, Великобританией, Австралией, Канадой, но и с развивающимися странами: Пакистаном, Ираном, Саудовской Аравией и Вьетнамом. Главные предметы научных работ: материаловедение, химическая инженерия, компьютерные науки, химия, катализ, экология.

Анализ совместной встречаемости значений поля «Field of Study» позволил выделить 5 тематических кластеров: 1. Тепловая эффективность и экология; 2. Материаловедение для систем накопления энергии и производства водорода; 3. Катализ и пиролиз для улучшения свойств углеводородного топлива; 4. Компьютерные науки и теория управления для оптимизации работы возобновляемых источников энергии; 5. Нефтяная инженерия для освоения новых ресурсов углеводородов и получения композиционных материалов.

Результаты работы могут служить справочным материалом для ученых, разработчиков и инвесторов для оценки направлений научных исследований в области «Энергетической инженерии и энергетических технологий».

Ключевые слова: Китай, энергетическая инженерия и энергетические технологии, ландшафт публикаций, библиометрия, реферативная база the Lens, область исследований.

Для цитирования: Чигарев Б.Н. Общее число имеет значение. Ландшафт китайских научных публикаций в 2018–2020 гг. по энергетической тематике // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 76–101. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art7>

Литература

1. Leydesdorff L., Rafols I. A global map of science based on the ISI subject categories // Journal of the American Society for Information Science and Technology. 2009. Vol. 60, No. 2. P. 348–362. <https://doi.org/10.1002/asi.20967>
2. Zhou P., Leydesdorff L. The emergence of China as a leading nation in science // Research Policy. 2006. Vol. 35, No. 1. P. 83–104. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2005.08.006>

3. Yue T., Yang L., Ahlgren P. et al. A comparison of citation disciplinary structure in science between the G7 countries and the BRICS countries // *Journal of Data and Information Science*. 2018. Vol. 3, No. 3. P. 14–30. <https://doi.org/10.2478/jdis-2018-0012>
4. Carley S., Porter A. L., Rafols I., Leydesdorff L. Visualization of disciplinary profiles: Enhanced science overlay maps // *Journal of Data and Information Science*. 2017. Vol. 2, No. 3. P. 68–111. <https://doi.org/10.1515/jdis-2017-0015>
5. Hu H., Wang D., Deng S. Global Collaboration in Artificial Intelligence: Bibliometrics and network analysis from 1985 to 2019 // *Journal of Data and Information Science*. 2020. Vol. 5, No. 4. P. 86–115. <https://doi.org/10.2478/jdis-2020-0027>
6. Zou L., Wang L., Wu Y. et al. Trends analysis of graphene research and development // *Journal of Data and Information Science*. 2020. Vol. 3, No. 1. P. 82–100. <https://doi.org/10.2478/jdis-2018-0005>
7. 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>
8. Lin Y., Qiu Z., Li D. et al. NiS₂@CoS₂ nanocrystals encapsulated in N-doped carbon nanocubes for high performance lithium/sodium ion batteries // *Energy Storage Materials*. 2018. Vol. 11. P. 67–74. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2017.06.001>
9. Wang H., Wang M., Tang Y. A novel zinc-ion hybrid supercapacitor for long-life and low-cost energy storage applications // *Energy Storage Materials*. 2018. Vol. 13. P. 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2017.12.022>
10. Zheng X., Zhu Z., Lin X. et al. A mini-review on metal recycling from spent lithium-ion batteries // *Engineering*. 2018. Vol. 4, No. 3. P. 361–370. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2018.05.018>
11. Zhu H., Ju Y., Qi Y. et al. Impact of tectonism on pore type and pore structure evolution in organic-rich shale: Implications for gas storage and migration pathways in naturally deformed rocks // *Fuel*. 2018. Vol. 228. P. 272–289. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.137>
12. Sun F., Yao Y., Li G., Li X. Performance of geothermal energy extraction in a horizontal well by using CO₂ as the working fluid // *Energy Conversion and Management*. 2018. Vol. 171. P. 1529–1539. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.06.092>
13. Sun F., Yao Y., Li G., Li X. Geothermal energy development by circulating CO₂ in a U-shaped closed loop geothermal system // *Energy Conversion and Management*. 2018. Vol. 174. P. 971–982. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.08.094>
14. Feng X., Ouyang M., Liu X. et al. Thermal runaway mechanism of lithium-ion battery for electric vehicles: A review // *Energy Storage Materials*. 2018. Vol. 10. P. 246–267. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2017.05.013>
15. Zheng F., Kotobuki M., Song S. et al. Review on solid electrolytes for all-solid-state lithium-ion batteries // *Journal of Power Sources*. 2018. Vol. 389. P. 198–213. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.022>
16. Wang J., Zhou S., Zhang Z., Yurchenko D. High-performance piezoelectric wind energy harvester with Y-shaped attachments // *Energy Conversion and Management*. 2019. Vol. 181. P. 645–652. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.12.034>
17. Zhou C.W., Li Y., Burke U. et al. An experimental and chemical kinetic modeling study of 1,3-butadiene combustion: Ignition delay time and laminar flame speed measurements // *Combustion and Flame*. 2018. Vol. 197. P. 423–438. <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2018.08.006>

18. Dai S., Liu Z., Zhao B. et al. A high-performance supercapacitor electrode based on N-doped porous graphene // *Journal of Power Sources*. 2018. Vol. 387. P. 43–48. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.03.055>
19. Yao J., Li Y., Massé R.C. et al. Revitalized interest in vanadium pentoxide as cathode material for lithium-ion batteries and beyond // *Energy Storage Materials*. 2018. Vol. 11. P. 205–259. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2017.10.014>
20. Zhang D.M., Jia J.H., Yang C.C., Jiang, Q. et al. Fe₇Se₈ nanoparticles anchored on N-doped carbon nanofibers as high-rate anode for sodium-ion batteries // *Energy Storage Materials*. 2020. Vol. 24. P. 439–449. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2019.07.017>
21. Shao P., Yi L., Chen S. et al. Metal-organic frameworks for electrochemical reduction of carbon dioxide: The role of metal centers // *Journal of Energy Chemistry*. 2020. Vol. 40. P. 156–170. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2019.04.013>
22. Wu D., Wang C., Wu M. et al. Porous bowl-shaped VS₂ nanosheets/graphene composite for high-rate lithium-ion storage // *Journal of Energy Chemistry*. 2020. Vol. 43. P. 24–32. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2019.08.003>
23. Zhao L., Guanhua N., Lulu S. et al. Effect of ionic liquid treatment on pore structure and fractal characteristics of low rank coal // *Fuel*. 2020. Vol. 262. P. 116513. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116513>
24. Chen S., Xie D., Liu G. et al. Sulfide solid electrolytes for all-solid-state lithium batteries: Structure, conductivity, stability and application // *Energy Storage Materials*. 2018. Vol. 14. P. 58–74. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2018.02.020>
25. Qiu, R., Fei, R., Guo, J.-Z. et al. Encapsulation of Na₃(VO)₂(PO₄)₂F into carbon nanofiber as a superior cathode material for flexible sodium-ion capacitors with high-energy-density and low-self-discharge // *Journal of Power Sources*. 2020. Vol. 466. P. 228249. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.228249>
26. Liu J., Lu Z., Effat M.B., Ciucci F. Theoretical study on the stability and ionic conductivity of the Na₁₁M₂PS₁₂ (M = Sn, Ge) superionic conductors // *Journal of Power Sources*. 2019. Vol. 409. P. 94–101. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.10.077>
27. Xu X., Li Y., Cheng J. et al. Composite solid electrolyte of Na₃PS₄-PEO for all-solid-state SnS₂/Na batteries with excellent interfacial compatibility between electrolyte and Na metal // *Journal of Energy Chemistry*. 2020. Vol. 41. P. 73–78. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2019.05.003>

Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция, Юго-Западный Туркменистан – перспективы разведки мезозойского этажа на газ и нефть

В.Н. Мелихов^{1*}, Н.А. Крылов², И.В. Шевченко^{3**}, В.Л. Шустер⁴

1 – Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского, г. Санкт-Петербург

2 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва

3 – НК «Корсарнефть», г. Москва

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

E-mail: *Vladislav_Melikhov@vsegei.ru, **ivshevch@dol.ru

Аннотация. По Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции делается вывод о преобладающей продуктивности плиоцена в западной части провинции и приоритете перспектив нефтегазоносности восточного наземного борта в мезозое.

Осуществлен ретроспективный аналитический обзор геолого-геофизических материалов и публикаций по мезозою Юго-Западного Туркменистана, показавший низкую эффективность выполненных сейсмических и буровых работ при разведке и оценке весьма сложных мезозойских объектов. Предлагается массированное возобновление сейсморазведки и оценочного бурения современного уровня в первоочередных зонах и объектах с привлечением передовых российских компаний. По отдельным районам дана новая, повышенная оценка прогнозных ресурсов газа.

Приводится пример современной высокоэффективной доразведки небольшого плиоценового газонефтяного месторождения Восточный Челекен, превратившей данное месторождение в крупное по запасам.

Ключевые слова: Юго-Западный Туркменистан, мезозой, плей, сейсморазведка, бурение, структура, месторождение, ресурсы нефти и газа.

Для цитирования: Мелихов В.Н., Крылов Н.А., Шевченко И.В., Шустер В.Л. Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция, Юго-Западный Туркменистан – перспективы разведки мезозойского этажа на газ и нефть // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 102–133. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art8>

Обзор посвящен памяти выдающегося геолога-нефтяника Туркменистана Аширмамедова М.А.

Введение

Данный обзор обобщает и анализирует результаты и рекомендации многолетних научно-практических исследований коллективов авторов Туркменистана (Госконцерн «Туркменнефть», «ТуркменНИПИнефть», Госкорпорация «Туркменгеология» и ее геофизическая и буровая экспедиции в

Западном Туркменистане, «ТуркменНИГРИ», Институт геологии АНТ и др.), СССР и России (ИГИРГИ, ВНИГНИ и др.) по мезозойской проблеме наземной части Юго-Западного Туркменистана (ЮЗ Туркменистана). Максимальное количество отчетов и публикаций по мезозойским отложениям отмечалось в конце советского периода.

Материалы представлены в авторской редакции

В современном Туркменистане публикации осуществлялись, главным образом, в научно-техническом журнале «Нефть и газ Туркменистана». В 1980–2000 гг. разрабатывалось несколько программ региональных поисковых геолого-разведочных работ (ГРР) на мезозой, которые реализовывались в крайне урезанном виде.

Одной из стратегически важных для ЮЗ Туркменистана проблем, несомненно, является освоение мезозоя [1–11]. Практически во всех публикациях и отчетах декларировалась высокая степень перспектив газонефтеносности карбонатного неокончательная, обосновываемая комплексом положительных геологических, геофизических и геохимических предпосылок и газонефтепроявлениями из наднеокончательной части мела. Однако современное негативное состояние разведки мезозоя в ЮЗ Туркменистане трактуется как неопределенный результат этого направления ГРР. Уже около 20 лет мезозойское направление разведки нефти и газа в ЮЗ Туркменистане фактически законсервировано. В данной работе предпринята попытка рекомендовать возрождение мезозойского плеча на современном уровне сейсморазведочных и буровых работ.

Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция. Приоритет перспектив газонефтеносности восточного наземного борта по мезозою

Пессимизм в отношении мезозойского плеча в ЮЗ Туркменистане в значительной мере определяется аномальной сложностью горно-геологических условий проводки скважин в низах третичных отложений на многих площадях региона. Пессимистическому взгляду на мезозой способствовали также отсутствие быстрых

открытий и, косвенно, невысокая оценка нефтегазового потенциала мезозоя суши Азербайджана [12].

На рис. 1 представлен восточный фрагмент обзорной карты региональной структуры упрощенного нефтегазо-геологического районирования и продуктивности Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции (НГП) (Мелихов, 2015), где показаны продуктивные по плиоцену районы, зоны и месторождения ЮЗ Туркменистана, перспективные в той или иной мере и по мезозою. Рис. 2 иллюстрирует упрощенное нефтегазо-геологическое районирование провинции на фоне карты мощностей основного среднеплиоценового нефтегазоносного комплекса [13].

При значительном числе мезозойских газонефтепроявлений как на западном, азербайджанском, так и на восточном, туркменском, наземных бортах Южно-Каспийской провинции, эти борта являются принципиально отличными по строению и, как следствие, перспективными по газонефтеносности мезозоя (рис. 3).

Мезозой региона Кура-Шемаха-Гобустан суши Азербайджана, за исключением верхнемеловой толщи переслаивания карбонатов и эффузивов мощностью до 2 км, сложен преимущественно эффузивами и вулканитами до глубины 8,3 км в сверхглубокой скважине Саатлы [14] (рис. 4, 5). В этом регионе в эффузивах верхнего мела открыто небольшое нефтяное месторождение Мурадханлы. Такой же характер мезозоя сохраняется и на больших глубинах в азербайджанской акватории Каспия, о чем свидетельствует широтный региональный сейсмогеологический разрез через Южный Каспий (см. рис. 3).

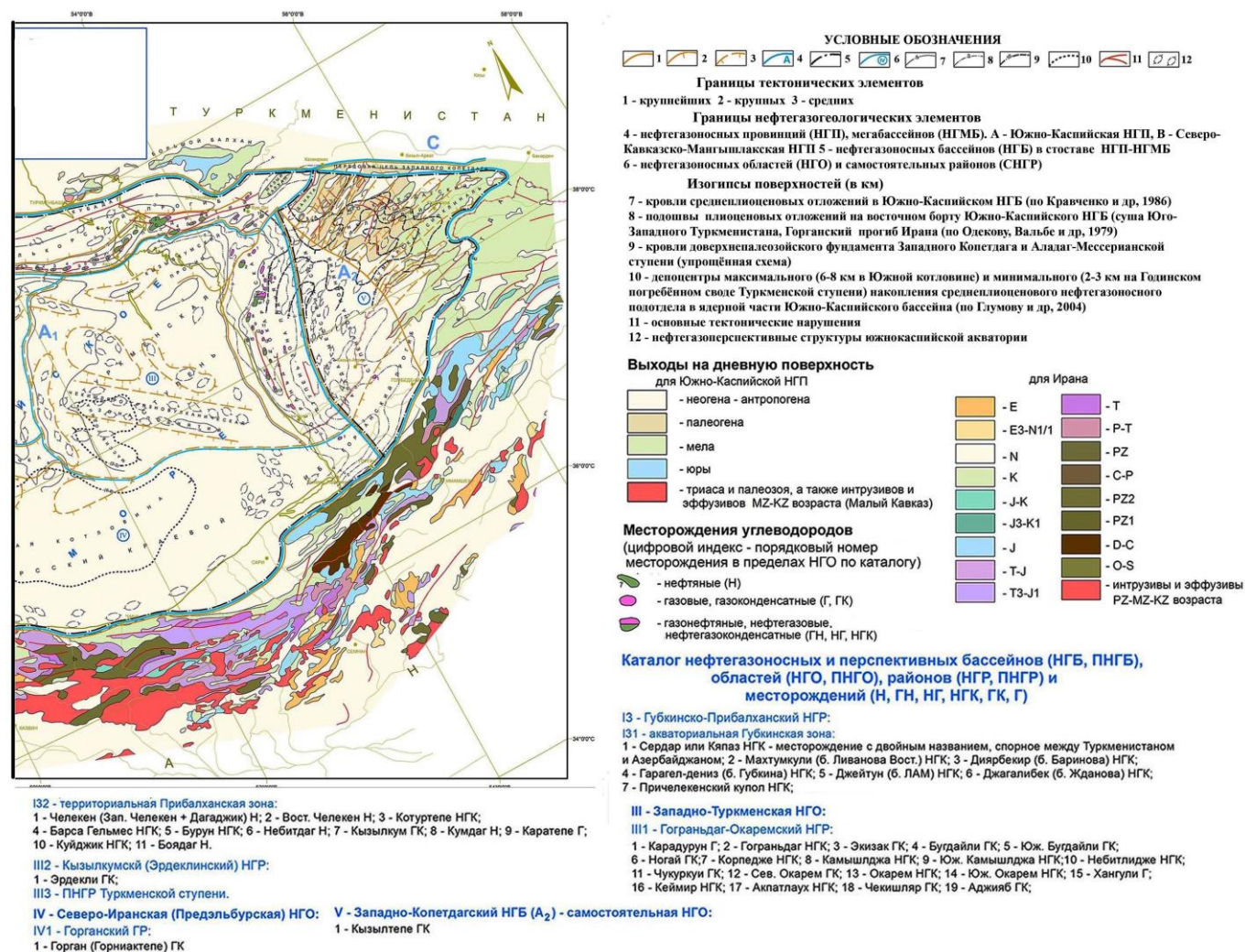
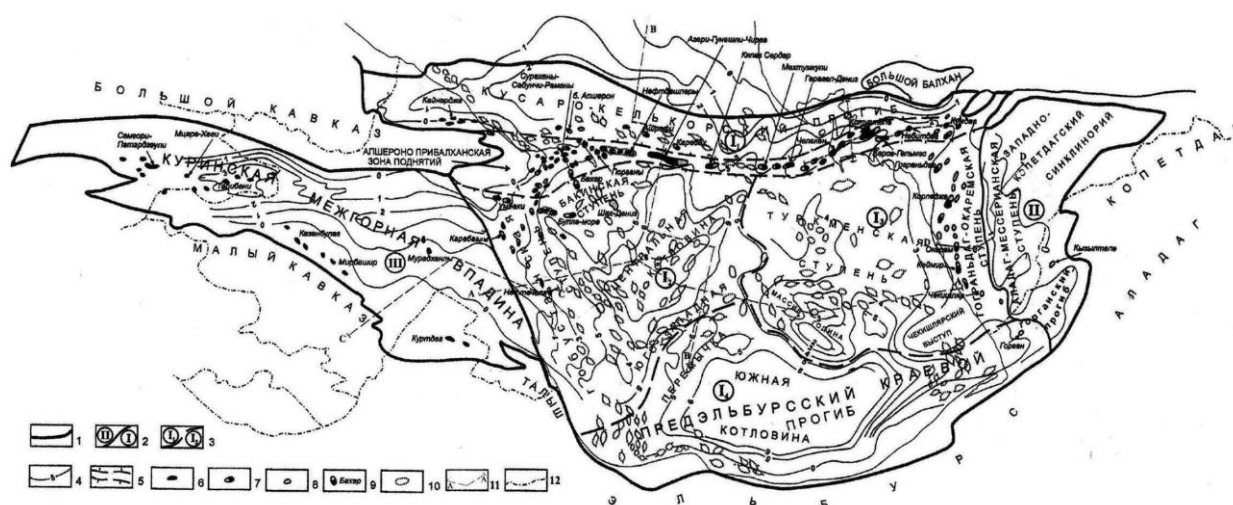


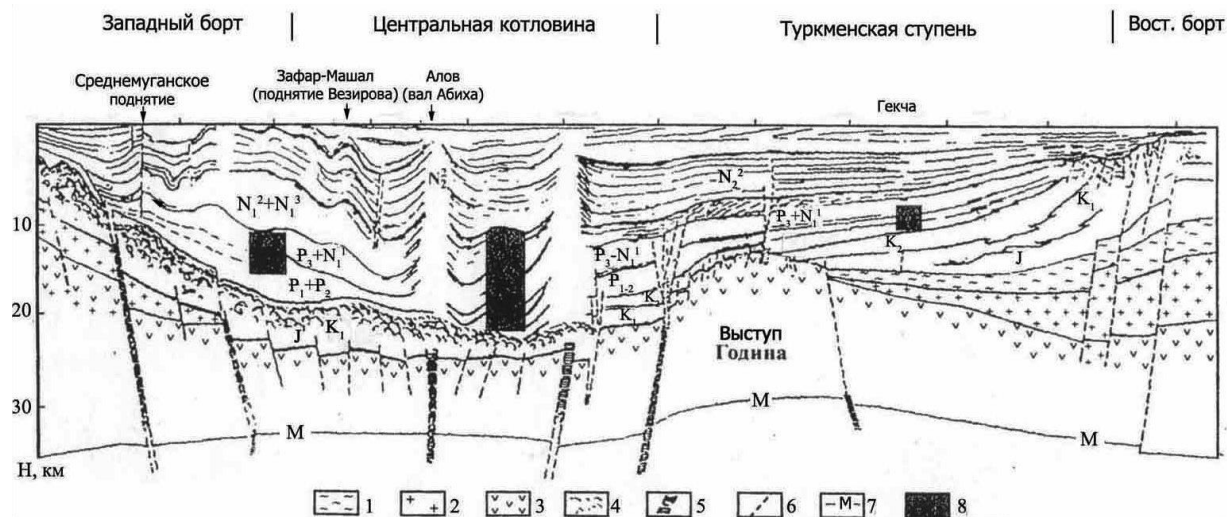
Рис. 1. Карта тектонического и нефтегазогеологического районирования, продуктивности плиоцена восточной части Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции – Юго-Западного Туркменистана (Мелихов, 2015)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – внешняя граница Южно-Каспийского нефтегазоносного мегабассейна (НГМБ); 2 – границы и маркировка нефтегазоносных бассейнов (НГБ), входящих в состав Южно-Каспийского НГМБ: I – Южно-Каспийский НГБ, II – Западно-Копетдагский НГБ, III – Курино-Прибалханский НГБ; 3 – границы и маркировка нефтегазоносных областей (НГО), входящих в состав Южно-Каспийского НГБ: I₁ – Апшеронско-Прибалханская НГО, I₂ – Восточно-Азербайджанская НГО, I₃ – Западно-Туркменская НГО, I₄ – Северо-Иранская (Предэльбурская) НГО; 4 – изопакеты нефтегазоносного среднеплиоценового комплекса в км (по Глумову и др., 2004, с изменениями по восточному борту НГМБ); 5 – Апшеронско-Прибалханская зона поднятий; 6–8 – месторождения: нефтяные (6); газонефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные (7); газоконденсатные, газовые (8); 9 – названия представительных месторождений нефти; 10 – нефтеперспективные структуры акватории Южного Каспия; 11 – линии геолого-геофизических разрезов; 12 – государственные границы

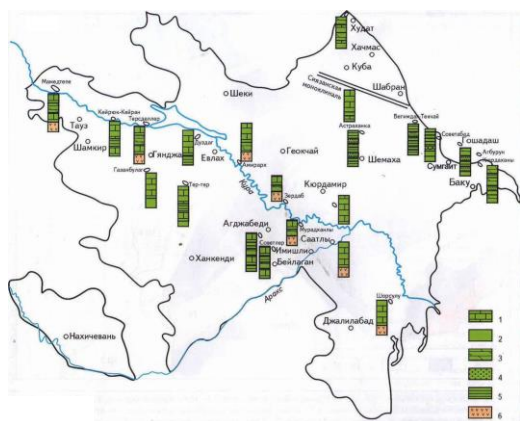
Рис. 2. Вариант упрощенного нефтегеологического районирования Южно-Каспийской НГП на фоне карты мощностей основного среднеплиоценового нефтегазоносного комплекса (Мелихов, 2015)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – палеозойский фундамент; 2 – гранитный слой; 3 – базальтовый слой; 4 – магматические породы мезозоя; 5 – глубинные разломы; 6 – разрывные нарушения; 7 – поверхность Мохоровичича; 8 – очаги УВ-генерации

Рис. 3. Субширотный сейсмогеологический разрез через Южно-Каспийскую впадину с прогнозируемым положением очагов УВ-генерации (Мамедов, 1997)

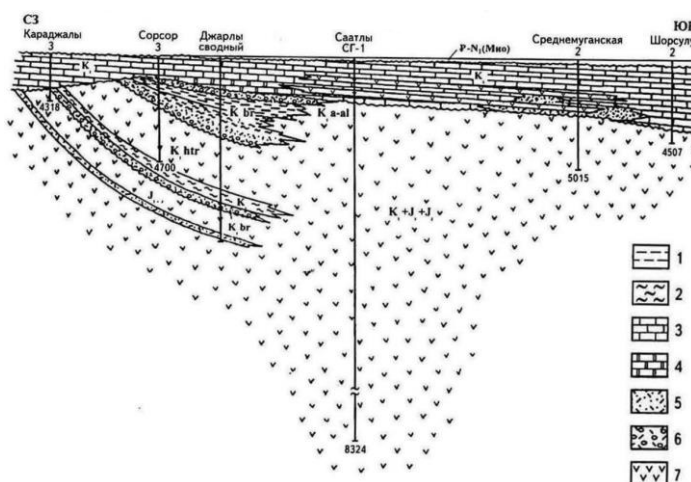


1 – известняки; 2 – доломиты; 3 – мергели; 4 – пески и песчаники; 5 – глины; 6 – вулканиты

Рис. 4. Литологические колонки верхнего мела. Азербайджан-суша (Сихалиев и др., 2015)

В туркменской морской и наземной частях провинции, на существенно меньших глубинах отмечается мощный (до 5 км) осадочный юрско-меловой комплекс, подстилаемый пермo-триасовым переходным (от чехла к кристаллическому фундаменту) вулканогенно-осадочным комплексом (ПК) не меньшей мощности. Частичное выпадение мезозоя и полное выпадение ПК происходит на самом крупном и выраженном в Южно-Каспийском бассейне Годином выступе – погребенном своде.

Исходя из сказанного, наземный мезозой восточной, туркменской части Южно-Каспийской провинции, доступный для бурения на глубину 3–6 км, является перспективным (высокоперспективным в отдельных зонах, ареалах и секциях разреза) на газонефтеносность.



1 – глины; 2 – аргиллиты; 3 – известняки; 4 – доломиты; 5 – туфопесчаники; 6 – туфоконгломераты; 7 – эффузивные породы

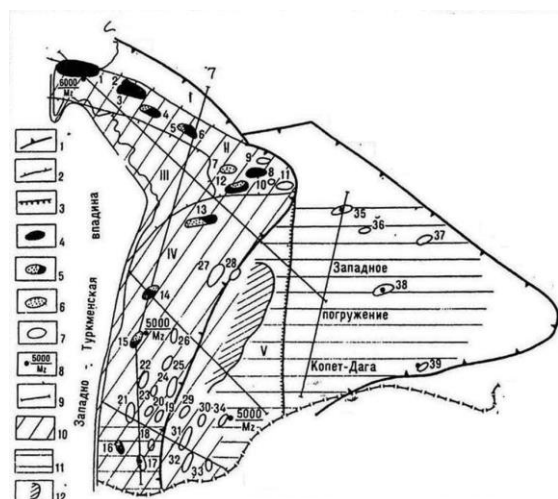
Рис. 5. Литофациальный профиль мезозоя через сверхглубокую скважину Саатлы СГ-1. Азербайджан-суша (Алиев и др., 2004)

История изученности региона и мезозойской проблемы

ЮЗ Туркменистан включает Западно-Туркменскую впадину – восточную часть Южно-Каспийского бассейна и сообщаемый с ней через Аладаг-Мессерианскую перемычку Западно-Копетдагский бассейн – синклиниорий Копетдага [1, 15].

Развитие геолого-разведочных работ и нефтяной промышленности региона с конца XIX века по 70-е годы XX века изложено в книге «Нефть Туркменистана» [16].

Проблема мезозоя начала обсуждаться в регионе еще в 1950-е годы, количество отчетов и публикаций резко возросло в 1960–1980-х годах на стадии постепенного спада прироста запасов и добычи нефти из основного плиоценового плеча и начала изучения мезозоя сейсмическими трансектами и параметрическим бурением (рис. 6, 7).

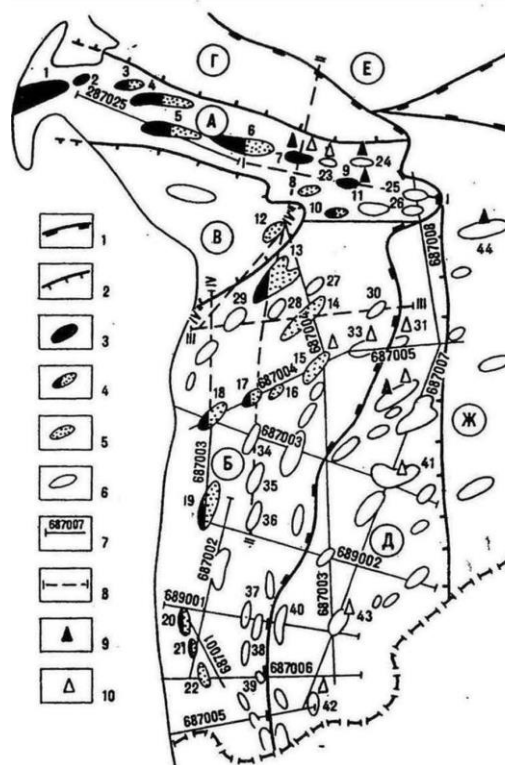


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Границы структурных элементов:
 1 – II порядка,
 2 – III пор.;
 3 – флексурно-разрывная зона
 Месторождения:
 4 – нефтяные,
 5 – нефтегазовые,
 6 – газовые
 7 – подготовленные локальные структуры;
 8 – рекомендуемые опорные и параметрические скважины;
 9 – проектные региональные сейсмопрофили МОГТ
 Районы концентрации поисково-разведочных работ:
 10 – на неогеновые отложения, 11 – на мезозойские отложения, 12 – в зоне выклинивания неогеновых отложений
 Структуры:
 I – Келькорский прогиб;
 II – Прибалханская зона поднятий;
 III – Кызылкумский прогиб;
 IV – Гограндаг-Окаремская зона поднятий;
 V – Аладаг-Мессерианская зона поднятий
 Локальные структуры:
 1 – Челекенская, 2 – Комсомольская,
 3 – Котуртепинская, 4 – Барсагельмеская,
 5 – Бурунская, 6 – Небитдагская, 7 – Кызылкумская,
 8 – Кумдагская, 9 – Каратепинская, 10 – Кобекская,
 11 – Сыртлантинская, 12 – Куйджикская,
 13 – Гограндагская, 14 – Камышлджинская,
 15 – Окаремская, 16 – Чикишлярская,
 17 – Аджиябская, 18 – Кавылская,
 19 – Сартлалийская, 20 – Южно-Чайнонская,
 21 – Акэсерская, 22 – Миассерская, 23 – Северо-Чайнонская, 24 – Индерланская, 25 – Хангулийская,
 26 – Чукуркуинская, 27 – Бугдалийская,
 28 – Кармарская, 29 – Невчайтагская,
 30 – Билуджинская, 31 – Делаалийская,
 32 – Тоголокская, 33 – Караджабатырская,
 34 – Кизылатрекская, 35 – Западно-Аладагская,
 36 – Чаалджинская, 37 – Эйшемская, 38 – Калаусская,
 39 – Исацкая

Рис. 6. Схема размещения направлений ГРП на нефть и газ на суше ЮЗ Туркменистана ЮЗ (Крылов, Силич и др., 1976)

Регионально-поисковые ГРП на нефть и газ на суше ЮЗ Туркменистана осуществлялись в небольших объемах и с



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Границы тектонических элементов: 1 – первого и 2 – второго порядков; 3 – нефтяные, 4 – газонефтяные, 5 – газовые и газоконденсатные месторождения
 6 – структуры региональные
 Сейсмические профили:
 7 – отработанные, 8 – рекомендуемые
 Параметрические скважины: 9 – пробуренные (вскрывшие мезозой) и находящиеся в бурении на мезозой,
 10 – рекомендуемые
 Тектонические элементы:
 А – Прибалханская ступень – зона поднятий,
 Б – Гограндаг-Окаремская ступень – зона поднятий,
 В – Кызылкумский прогиб, Г – Келькорский прогиб,
 Д – Аладаг-Мессерианская ступень – зона поднятий,
 Е – Кубадаг-Большебалханская горст-антиклиналь,
 Ж – Западный Копетдаг
 Месторождения: 1 – Челекен, 2 – Восточный Челекен,
 3 – Комсомольское, 4 – Котуртепе, 5 – Барсагельмес,
 6 – Бурун, 7 – Небит-Даг, 8 Кызылкум, 9 – Кумдаг, 10 – Куйджик,
 11 – Боярдаг, 12 – Эрдекли, 13 – Гограндаг, 14 – Экиз-Ак,
 15 – Бугжа, 16 – Южный Бугдаили, 17 – Корпедже,
 18 – Камышладжа, 19 – Окарем, 20 – Кеймир, 21 – Акпатлуах,
 22 – Чикишляр
 Структуры: 23 – Монжуклы, 24 – Каратепе, 25 – Түзлүчай,
 26 – Сыртланли, 27 – Северный Экиз-Ак, 28 – Южный Карадурун, 29 – Карадашли, 30 – Каймат, 31 – Западный Зирик,
 32 – Западный Аладаг, 33 – Кармар, 34 – Ак-Мая,
 35 – Чукуркуи, 36 – Хангули, 37 – Индерлан, 38 – Сартлалли,
 39 – Западный Гекча, 40 – Гурден, 41 – Изаткули,
 42 – Тоголок, 43 – Билуджи, 44 – Даната

Рис. 7. Схема региональных ГРП и проект на 1991–1995 гг. Туркменистан ЮЗ (Мамиэсенов, Силич и др., 1992)

разными задачами с 1970-х годов [5, 8, 17, 18]. С 1985 г. они нацелены, в основном, на мезозой и миоцен (см. рис. 7).

Ввиду высокой степени освоенности ресурсов УВ (углеводородов) плиоцена (87% нефти и 65% газа на 1990 г.), в 1986–1990-х годах отмечался максимум объема проектируемых региональных сейсморазведочных работ – 1100 пог. км по 13 профилям (проект выполнен менее чем наполовину), на которых в мезозое отмечены лишь малопротяженные, динамически слабовыраженные отражения с неясной стратиграфической идентификацией [8]. Вместо предусмотренных на 1986–1990 гг. 20 параметрических скважин пробурено шесть, из которых только 4 скважины вскрыли и дали некоторую информацию по мезозою.

В 1991–1995 годы на мезозой предусматривалось бурение 10 параметрических скважин общим метражом 54 тыс. м и отработка 600 пог. км сейсморазведочных профилей, в том числе 500 – МОГТ, 100 – КМПВ, что также выполнено лишь частично. С 1996 г. по настоящее время сейсмические трансекты на мезозой не выполнялись. До 2000 г. все еще осуществлялись небольшие площадные работы МОГТ и бурились единичные скважины на мезозой. В 2002 г. в Туркменистане была утверждена программа бурения 6 параметрических скважин на мезозой, из которых бурилась единственная скважина на Челекене, остановленная при забое 6030 м по техническим причинам.

Негативное состояние разведки мезозоя и пути его преодоления

Практически все сейсморазведочные материалы ЮЗ Туркменистана по мезозою из-за низкого качества не соответствуют требованиям изучения и подготовки объектов к поисковому бурению.

Структурные построения не выполнялись по перспективным отложениям неоком-мальма и наднеокомской секции мела. Обычно представлялись схемы по вышележащим условным сейсмическим горизонтам (УСГ), строение которых совершенно не отражало геометрических форм перспективных объектов, залегающих ниже них на тысячи метров. Кроме того, геофизические материалы совершенно не содержали сведений о прогнозе геологического разреза мезозоя [8].

Никакой альтернативы сейсмического изучения мезозоя, кроме массивированного проведения новых высокотехнологичных сейсморазведочных работ регионально-поискового и площадного характера в регионе, не существует. Авторами рекомендуется выполнение этих работ сервисной российской геофизической компанией – например, «Саратовнефтегеофизика», имеющей большой положительный опыт работы в Центральноазиатском регионе СНГ, выполнившей высококлассное картирование мезозоя-палеозоя и подготовку структур в Устюртском регионе Узбекистана [13, 19], а также изучение очень сложных поднадвиговых объектов Таджикистана. К разведке новых мезозойских структур ЮЗ Туркменистана целесообразно привлечь крупную нефтегазовую компанию России.

В 1996–2000-х годах по инициативе Дёминой З.К. были обобщены и проанализированы все значимые сейсмопрофили и результирующие карты из отчетов Западной геофизической экспедиции, ее предыдущих и последующих реинкарнаций в системе Управления геологии ТССР – Госкорпорации «Туркменгеология».

В результате были составлены сводные фрагментарные сейсмоструктурные карты УСГ сеномана и неокома (рис. 8) масштаба 1:100 000, что является большим достижением, позволяющим увереннее проектировать будущие регионально-поисковые и площадные высоко-разрешающие сейсморазведочные работы на мезозой ЮЗ Туркменистана.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- 1 – профили МОГТ; 2 – изогипсы по УСГ, проведенному вблизи подошвы неокома; 3 – изогипсы по УСГ, проведенному вблизи кровли неокома; 4 – изогипсы по УСГ, проведенному внутри отложений нижнего мела;
- 5 – тектонические нарушения по данным сейсморазведки; 6 – скважины глубокого бурения; 7 – наиболее доступные по глубине антиклинальные и антиклинально-блоковые неомом-мальмские объекты, рекомендуемые для подготовки и разведки

Рис. 8. Сводная фрагментарная структурная карта по УСГ неокома суши ЮЗ Туркменистана (Дёмина и др., 2000)

Региональные особенности геологического строения и перспектив нефтегазоносности мезозоя ЮЗ Туркменистана

В Юго-Западном Туркменистане параметрическими и структурными скважинами мезозойские отложения изучены на 22 площадях. На подавляющем большинстве площадей скважинами вскрыта только верхняя наднеокомская часть мелового разреза, имеющая преимущественно глинистый состав. Газонефтепроявления из мезозойских отложений отмечены в скважинах и естественных источниках. Преобладают газопроявления (около 50), нефтепроявлений не более 5. Наибольшее количество газопроявлений наблюдалось при бурении скважин и связано, главным образом, с отложениями сеномана, альба и сенона. Региональное преобладание газопроявлений над нефтепроявлениями, возможно, отражает фактическое соотношение количеств газообразных и жидких углеводородов в недрах.

Основной перспективный комплекс региона – карбонатные породы неокома-мальма – вскрыты только в параметрических скважинах на площадях Каратепе (кровельная часть нижнего баррема) и Даната. Последняя скважина является стратотипом для всего региона (рис. 9) [2, 18], поскольку полностью прошла неомом-мальм, среднюю-нижнюю юру и впервые вскрыла на глубину 800 м нигде более не известные в Туркменистане карбонаты верхнего триаса. Стратотипом для наднеокомской части мелового разреза толщиной около 3 км несомненно является скважина 1 Куйляр (см. рис. 9, рис. 10).

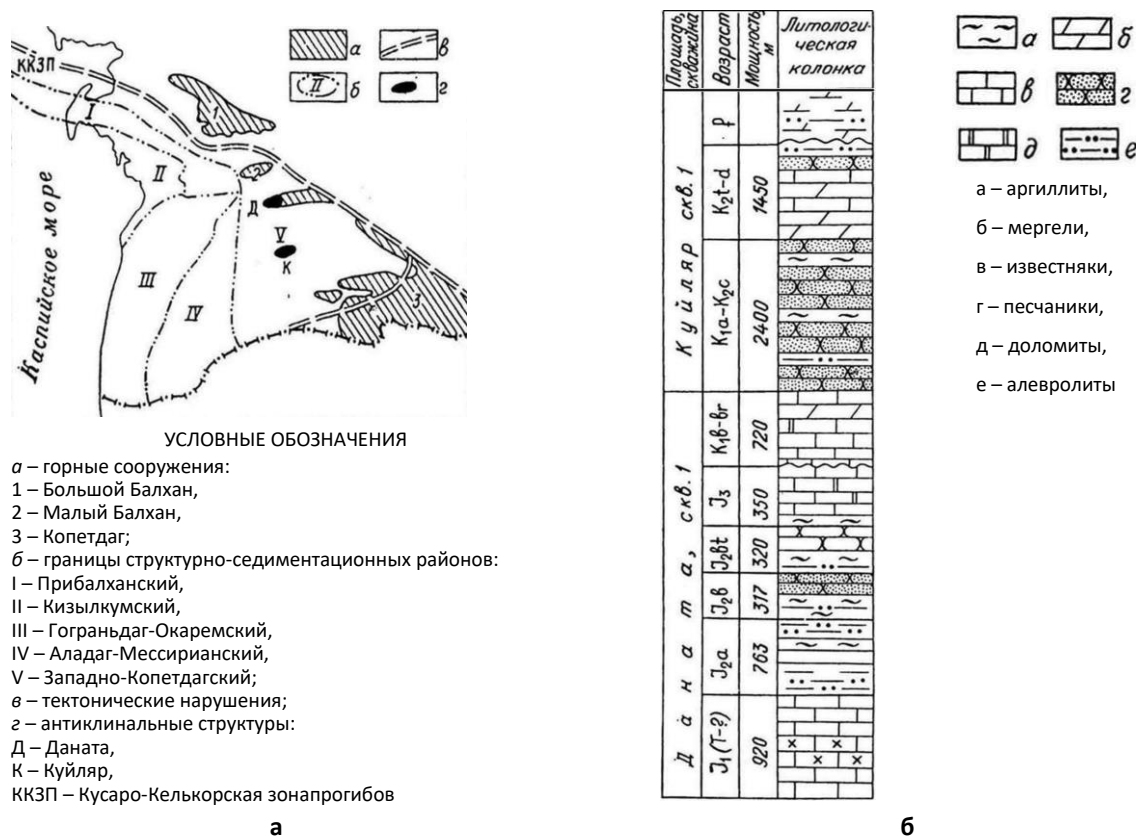


Рис. 9. Обзорная схема Юго-Западной Туркмении (а); Сводный литолого-стратиграфический разрез Западного Копетдага (б) по данным скважин Даната и Куйляр (Аширмамедов и др., 1978)

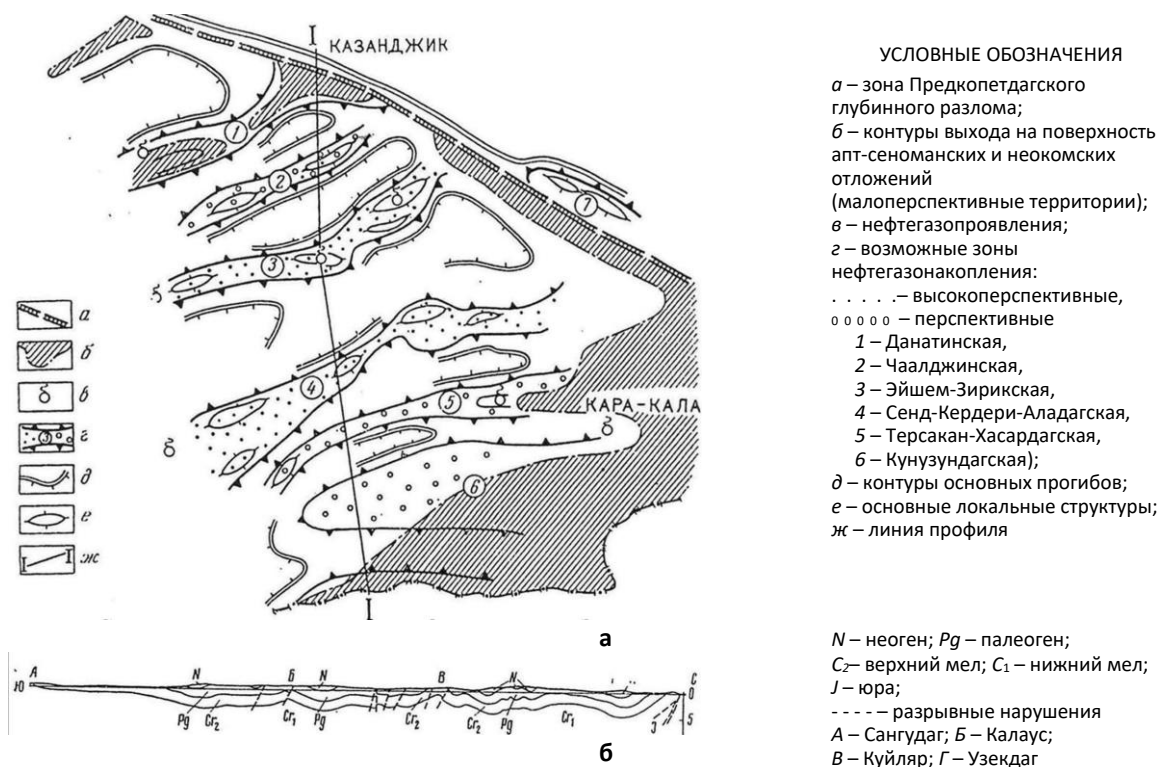
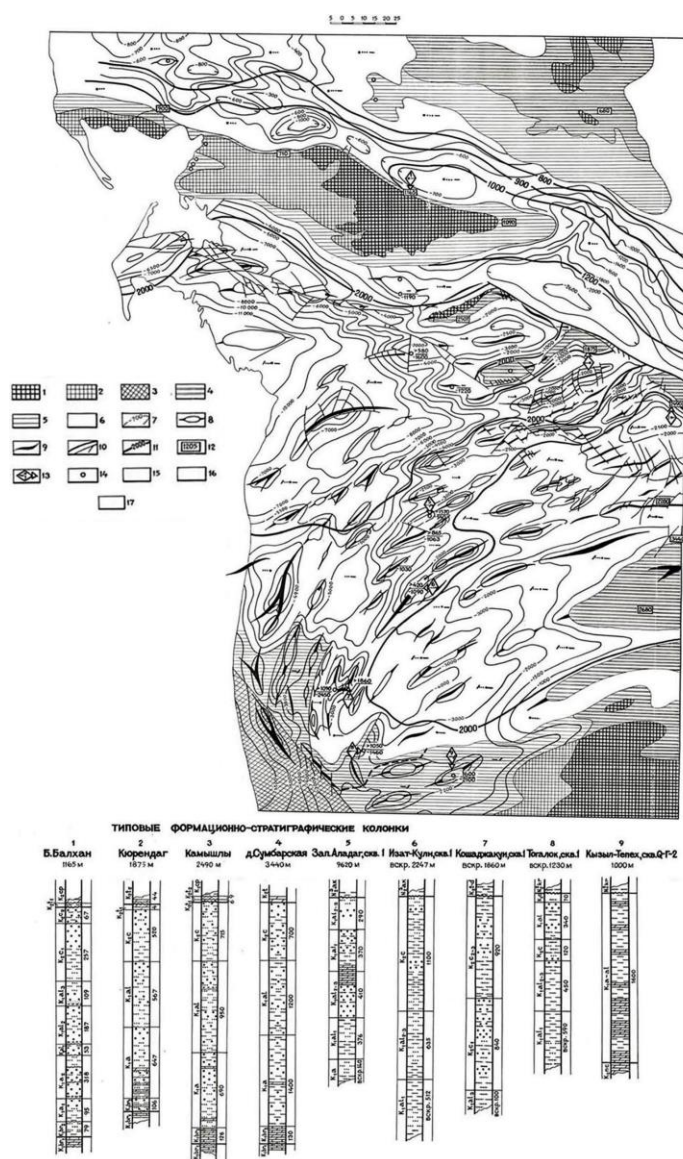


Рис. 10. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности Западного Копетдага (а); Региональный геологический разрез по линии I-I (Казанджик–Сангудаг) (б) (Николенко, 1969)

Средневзвешенные мощности литолого-стратиграфических комплексов Западного Копетдага и Аладаг-Мессерианской зоны таковы: терригенные отложения нижней-средней юры (1–2,4 км), карбонатные образования верхней юры-неокома (1–1,5 км), терригенные породы апта-сеномана (1–1,5 км) и глинисто-карбонатный комплекс верхнего мел-палеогена (до 2 км).

Представления о стратиграфии и литологии наднеокомской части мела и по

палеогену дают типовые формационные разрезы скважин на конкретных площадях, приложенные к серии карт структурно-формационных особенностей палеогена, турона-маастрихта и верхнего баррема-сеномана (рис. 11) ЮЗ Туркменистана (Мельник, Вальбе и др., 1980). Тектоника региона и распространение секций мезозоя-кайнозоя, кроме названной серии карт, в генерализованном виде представлены на «Геолого-тектонической карте Юго-Западного Туркменистана» [20].



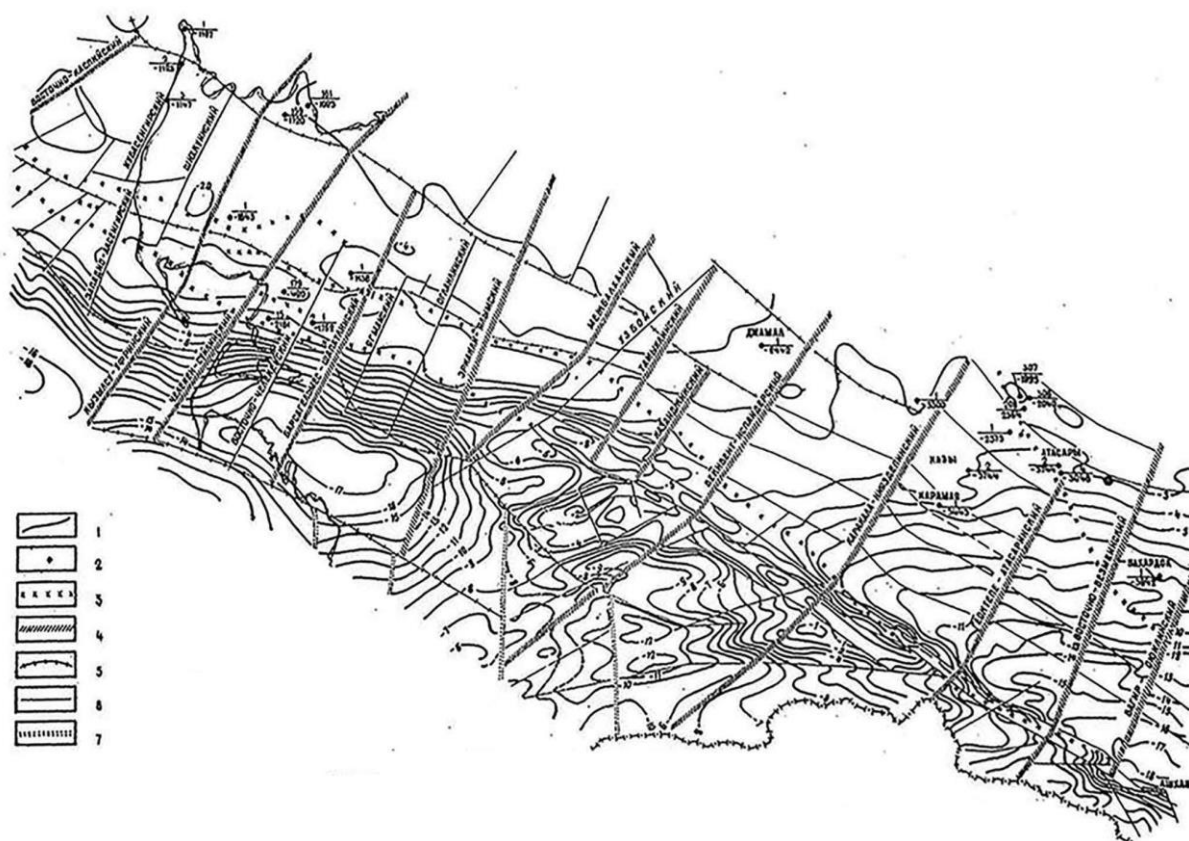
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- 1 – выходы на поверхность более древних отложений;
- 2 – выпадение из разреза верхнего баррема-сеномана;
- 3 – нерасчлененные мезозойские отложения под покровом плиоцена-антропогена;
- 4 – выходы на поверхность верхнего баррема-сеномана;
- 5 – частично размытые отложения верхнего баррема-сеномана под покровом более молодых отложений, отделенных крупным несогласием;
- 6 – верхний баррем-сеноман под покровом более молодых отложений при отсутствии значительного несогласия (поля без черной штриховки);
- 7 – изогипсы вблизи кровли сеномана;
- 8 – контуры антиклинальных поднятий (прерывистый и промежуточный типы складчатости);
- 9 – шарниры антиклинальных поднятий (линейный тип складчатости);
- 10 – разрывные нарушения;
- 11 – линии равных мощностей верхнего баррема-сеномана;
- 12 – мощность верхнего баррема-сеномана в естественных обнажениях;
- 13 – условный знак типового разреза: вверх – номер разреза, вниз – его символ;
- 14 – буровые скважины, не вышедшие из верхнего баррема-сеномана;
- 15 – перспективные территории с возможностью обнаружения средних залежей литологически-экранированного типа и мелких залежей антиклинального типа;
- 16 – малоперспективные и перспективные земли с антиклинальным и возможно тектоническим типом ловушек;
- 17 – территории, оценка перспектив нефтегазоносности которых не дается

Рис. 11. Карта структурно-формационных особенностей и перспектив нефтегазоносности, типовые разрезы верхнего баррема-сеномана Западно-Туркменской впадины – суша. (Мельник, Вальбе, 1980)

На структурной схеме поверхности палеозойского фундамента, составленной по сейсмическим данным МОВЗ (метод обменных волн землетрясений) [21] (рис. 12), обособливаются ядра Предкопетдагского,

Западно-Копетдагского и Кызылкумского прогибов; далее на запад эта широтная цепь прогибов наращается Южно-Апшеронской котловиной. Глубины погружения фундамента в ядрах прогибов достигают 10–14 км.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – изолинии поверхности палеозойского фундамента; 2 – скважины, вскрывшие породы фундамента и пермо-триасового комплекса; 3 – зоны древнейших разломов; 4 – поперечные глубинные разломы; 5 – субширотные глубинные разломы; 6 – разломы, связанные с орогенным этапом развития территории; 7 – предполагаемые разломы, обусловленные формированием Южно-Каспийской впадины

Рис. 12. Структурная схема поверхности палеозойского фундамента по сейсмическим данным МОВЗ Предкопетдагского краевого прогиба, Туркменистан ЮЗ (Захидов и др., 1980)

Между Западно-Копетдагским и Кызылкумским прогибами наблюдается перемычка с апикальной отметкой по фундаменту около –8 км. Южнее, в ареале Даяндык–Мадау–Западные Зирик и Аладаг, кровля палеозойского фундамента возможно поднимается до –6 км по данным КМПВ (рис. 13). Эта субмеридиональная полоса подъема фундамента отождествляется авторами с Аладаг-Мессерианской ступенью –

перемычкой между синклинорным бассейном Западного Копетдага и Западно-Туркменской впадиной Южно-Каспийского бассейна.

На рис. 14 показан принципиальный геологический разрез Гограндаг-Окаремской и Аладаг-Мессерианской ступеней по линии Окарем-Аладаг, показывающий максимальный подъем неокон-малма в направлении Аладагской группы структур (Мелихов, 2007).

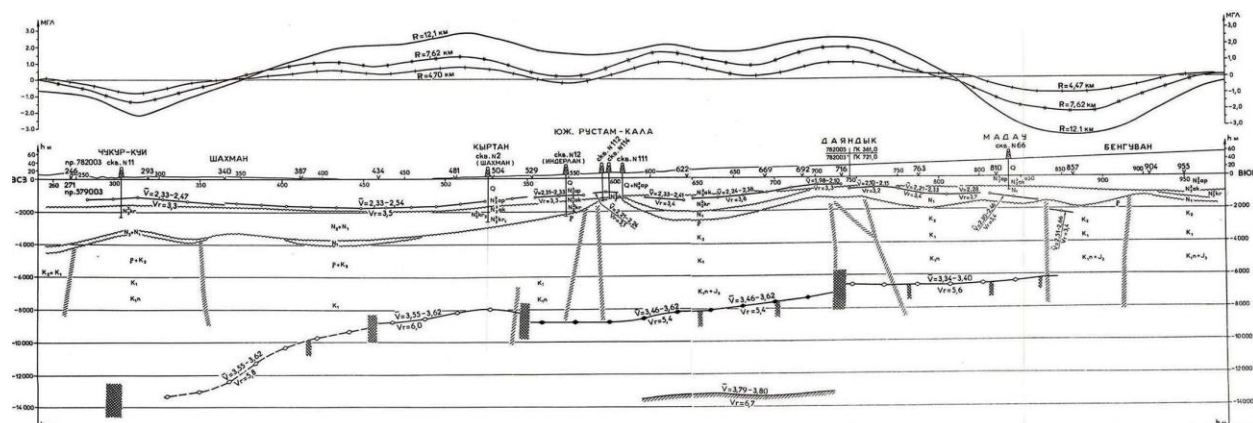
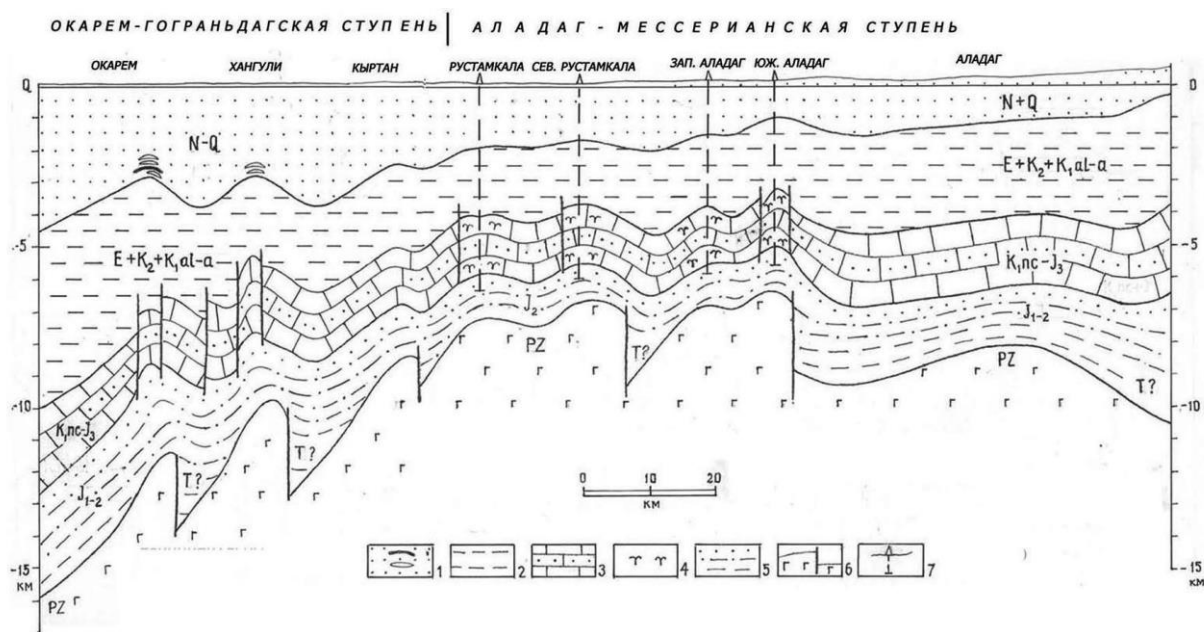


Рис. 13. Геолого-геофизический разрез через Аладаг-Мессерианскую ступень по региональному профилю 782003 (Шахназаров, 1988)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – неом-четвертичная моласса с нефтяными и газовыми залежами; 2 – преимущественно глинистые отложения палеогена, верхнего мела и апт-альба; 3 – карбонатные и карбонатно-терригенные отложения неокома и верхней юры; 4 – органогенные постройки, возможные в карбонатах неокома и верхней юры; 5 – терригенные отложения нижней-средней юры и триаса (триас и низы юры выпадают в сокращенных по мощности разрезах); 6 – палеозойский фундамент, его гипотетические блоки и разломы; 7 – параметрические скважины, рекомендуемые на неом-верхнюю юру, крупных максимально приподнятых структур Аладаг-Мессерианской ступени

Рис. 14. Принципиальный геологический разрез через Гограньдаг-Окаремскую и Аладаг-Мессерианскую ступени по линии Окарем-Аладаг (Мелихов, 2007)

В Горганском районе Ирана, прилежащем с юга к Аладаг-Мессерианской зоне (Ибрагимов и др., 1974), при испытании скважины Кызылтепе-2 с глубины 4370 м получен приток газа дебитом 170 тыс. м³/сут из известняков свиты Тирган (баррем). При опробовании известняков свиты Моздуран

(оксфорд) с глубины около 4800 м получен газ дебитом 0,5 млн м³/сут, устьевое давление составило 50 МПа. При проходке карбонатно-терригенных формаций юры до глубины 5700 м было встречено еще несколько залежей газа с аномально высоким давлением.

В аспекте газонефтеносности мезозойских отложений в ЮЗ Туркменистане наиболее важная роль принадлежит неоком-мальмскому карбонатному комплексу, представляющему собой мощный (1–1,5 км) природный резервуар, способный, в отличие от перекрывающих и подстилающих его терригенных комплексов, сохранять емкостные свойства на большой глубине (4–6 км). Судя по результатам бурения на площади Кызылтепе в Иране, рассматриваемый карбонатный комплекс имеет внутренние флюидоупоры, что позволяет рассчитывать на обнаружение в нем многопластовых месторождений нефти и газа.

Наиболее благоприятный разрез неоком-мальма установлен на юго-западной периферии региона, в районе Кызылтепе в Иране. Согласно прогнозу [4] на иранском месторождении Кызылтепе и в сопредельном Приатрекском и Аладаг-Мессерианском районах ЮЗ Туркменистана, а также, предположительно, в Куйлярском районе Западного Копетдага развит многопластовый природный резервуар с сочетанием ряда коллекторских и флюидоупорных горизонтов как в верхнеюрской, так и в неокомской частях разреза. В этих же районах карбонаты неоком-мальма наиболее доступны для бурения.

В ядрах антиклиналей Гограндаг-Окаремского района и большей западной части Прибалханского района неоком-мальмский комплекс погружен на труднодоступные глубины 6–7 км, тогда как в антиклиналях Аладаг-Мессерианского района он ожидается на глубинах 3,5–4,5 км, Куйлярского района – на глубинах 1,5–3,5 км. Восточная часть Прибалханской зоны более доступна по глубине залегания

неоком-мальма, чем западная, но возможность существования здесь крупных ловушек в мезозое проблематична. Наиболее крупные, умеренно глубокие (6 км) антиклинальные ловушки в неокомских отложениях предполагаются на месторождении Челекен – самом поднятом в Прибалханском районе [2] и на месторождении Окарем – в Гограндаг-Окаремском районе.

К наиболее перспективным объектам мезозоя во всех зонах ЮЗ Туркменистана, при других равных критериях, должны быть отнесены крупные, менее нарушенные ловушки, в которых в оптимальных региональных и локальных условиях для аккумуляции и консервации УВ находится основной, неоком-мальмский карбонатный комплекс региона.

Далее производится анализ особенностей строения и оценки предполагаемой газонефтеносности мезозоя и его основного неоком-мальмского карбонатного плеча по разнопостроенным перспективным районам ЮЗ Туркменистана.

Газонефтеперспективные по мезозою районы ЮЗ Туркменистана. Куйлярский перспективный район

По данным [6, 7, 18, 22–24], в Западном Копетдаге в юре-палеогене существовала миогеосинклиналь, характеризовавшаяся резким преобладанием осадочных формаций, их значительной мощностью, дифференцированным погружением, отсутствием магматических проявлений и метаморфизма, весьма умеренной складчатостью и ярко выраженной линейностью распространения структурно-формационных зон.

Куйлярский перспективный район (см. рис. 9, 10) отождествляется с Западно-Копетдагским синклиниорием – самостоятельным бассейном, средняя величина объема осадочного выполнения которого приблизительно составляет 250 тыс. км³. К этому бассейну приурочено наибольшее количество известных газопроявлений.

Известны газопроявления из отложений сеномана и сенона в структурных скважинах на антиклиналях Терсакан и Сеиткардери. Естественные выходы горючих газов отмечены в районе Данатинской, Казанджикской, Обойской и Чаалджинской структур [6, 7, 22, 25]. В скважине 5 долины р. Сумбар в процессе бурения в интервале 450–650 м (нижний сеноман) и 1080 м (альб) в глинистом растворе были отмечены пленки нефти.

В результате бурения поисковой скважины 1 на площади Даната в среднеюрском интервале 1940–2085 м отмечены повышенное содержание углеводородов по газовому каротажу и обильный растворенный УВ газ при испытании разреза в процессе бурения [18]. При бурении мелких гидрогеологических скважин Управления геологии ТССР на структуре Куйляр отмечались газонефтепроявления из верхнего мела [7].

Основными стратиграфическими комплексами пород, перспективными на газ и нефть в Куйлярском районе, считаются отложения терригенной и карбонатной юры, карбонатно-терригенного неокома, терригенного апта-альба. В качестве первоочередных объектов для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ здесь продолжают рассматриваться крупные Куйлярская, Эйшемская и Калаусская антиклинали, подготовленные к глубокому бурению геолого-структурной съемкой [6, 7].

Следует отметить, что ранее пробуренная параметрическая скважина на Куйляре не вскрыла доминантный на нефтегазоносность неоком-мальмский карбонатный комплекс.

Аладаг-Мессерианский перспективный район

Аладаг-Мессерианская зона поднятий рассматривается в качестве непосредственного продолжения антиклинальных линий Куйлярского района [4, 20, 22, 26] (см. рис. 13, 14; рис. 15). Здесь газопроявления были отмечены при структурно-поисковом бурении на площадях Западный Аладаг, Изаткули из альбских отложений.

Аладаг-Мессерианская зона поднятий отделяется от Гограндаг-Окаремской зоны крупным разломом амплитудой 5 км. Рассматриваемый район характеризуется наиболее высоким положением складок по отношению к соседним структурным элементам. Сейсморазведочными работами и структурным бурением здесь выявлено значительное количество локальных структур, подготовленных по плиоценовым отложениям (см. рис. 15). Структурные планы мезозоя кардинально отличаются от плиоценовых из-за сложного глубинного строения мезозойского структурного этажа, не поддающегося удовлетворительной расшифровке на базе низкокачественных сейсмических записей в интервалах залегания мезозоя и, особенно, целевого комплекса неоком-мальма.

В Аладаг-Мессерианской зоне наднеокомские отложения мела глинизируются относительно обнажений Западного Копетдага и вместе с мощными (до 1–2 км) глинами палеогена-миоцена создают надежную региональную покрывку для УВ скоплений в неокомских и верхнеюрских отложениях.

Карбонатный неокон-малым залегает здесь на доступной, оптимальной глубине (3,5–5 км), в многочисленных, благоприятных для аккумуляции и консервации залежей УВ ловушках, строение и продуктивность которых могут быть изучены результативно

и экономично. Например, для оценки структур на каспийском шельфе Туркменистана требуются многократно более дорогие скважины глубиной 5–7 км, ориентируемые на нижний красноцвет и миоцен.



Список структур:

1 – Перевало-Айдинская, 2 – Малобалханская, 3 – Шорджинская, 4 – Ахчагуйминская, 5 – Кызылджабаирская, 6 – Кюрендагская, 7 – Обойская, 8 – Данатинская, 9 – Ялмакуинская, 10 – Тузлучайская, 11 – Суйджинская, 12 – Иссуйнская, 13 – Камаклинская, 14 – Чаалджинская, 15 – Зирикская, 16 – Сарджаская, 17 – Карагезская, 18 – Куйлярская, 19 – Геокобинская, 20 – Аюбинская, 21 – Эйшемская, 22 – Акчадагская, 23 – Южно-Эйшемская, 24 – Тройская, 25 – Синджоуская, 26 – Сеиткердеринская, 27 – Калаусская, 28 – Кеседагская, 29 – Хасардагская, 30 – Исаковская, 31 – Дойранская, 32 – Терсаканская, 33 – Аджикуинская, 34 – Кунузундагская, 35 – Наарлинская, 36 – Сонгудагская, 37 – Палызанская, 38 – Тенгирская, 39 – Западно-Зирикская, 40 – Гейрджанская, 41 – Аладагская, 42 – Западно-Аладагская, 43 – Северо-Рустамкалинская, 44 – Мессерианская, 45 – Рустамкалинская, 46 – Мешхедская, 47 – Изаткулийская, 48 – Даяндыкская, 49 – Южно-Рустамкалинская, 50 – Невчайтагская, 51 – Гельгурденская, 52 – Мадаусская, 53 – Бенгуванская, 54 – Билуджикская, 55 – Делилийская, 56 – Кошаджакуинская, 57 – Кызылатрекская, 58 – Приатрекская, 59 – Тоголокская, 60 – Мамедьярская, 61 – Каялджинская, 62 – Джанетская, 63 – Аджинская, 64 – Гекчинская

Рис. 15. Схема тектонического районирования и перспектив нефтегазоносности Западного Копетдага и Аладаг-Мессерианской ступени (Крылов и др., 1978)

В Аладаг-Мессерианском районе ЮЗ Туркменистана целесообразно сконцентрировать сейчас основной объем регионально-поисковых и площадных высокотехнологичных сейсморазведочных и буровых работ на неоком-мальм. Первостепенное значение здесь необходимо придать созданию поисковой сейсмической сети современного уровня, отчасти дублируя низкокачественные по мезозою региональные и поисковые профили МОГТ, отработанные до 2000 г. Дополнительные площадные сейсморазведочные работы необходимо провести на всех без исключения поднятиях, считавшихся ранее подготовленными. Фактически они должны быть переподготовлены для заложения поисковых скважин.

Самые крупные представительные структуры рассматриваемого района, подлежащие первоочередному изучению сейсморазведкой и бурением (с севера на юг) – Западный Зирик, Западный Аладаг, Изаткули, Кызылатрек, Делили [4].

Западно-Аладагская группа структур

Поднятие Западный Аладаг изучалось структурным бурением [27] и подготавливалось сейсморазведкой МОГТ по ОГ в низах красноцвета, его структурный план по мезозою совершенно не известен. Ориентировочные размеры Западно-Аладагского поднятия – 18×7 км, амплитуда – до 1000 м.

Параметрическая скважина Западный Аладаг 2 при достигнутой глубине 4719 м «зависла» в низах апта. В процессе ее бурения признаков нефтегазоносности не наблюдалось. Вероятно, это связано с крыльевой позицией скважины, на что указывают зафиксированные по керну углы наклона слоев мезозойских отложений,

составляющие 45–50 градусов и более. В присводовой (?) структурной скважине 3 ранее был получен значительный выброс газа ориентировочным дебитом 10–15 тыс. м³/сут из линзовидных песчаников альба.

Остается неясным строение участков, примыкающих с востока и юга к крупнейшей по своим размерам структуре Западный Аладаг. На прилежащих площадях Южный Аладаг и Кемендере допускалось существование локальных структур, возможно, даже поднятых по отношению к Западно-Аладагской [4]. Дальнейшее бурение на последней должно производиться с учетом строения площадей Кемендере и Южный Аладаг, которые сами являются важными самостоятельными объектами последующих поисковых работ.

Обязательным условием заложения новой параметрической скважины на Западно-Аладагской группе структур является проведение площадной сейсморазведки МОГТ современного уровня и подготовки здесь кондиционных объектов по неоком-мальму.

Изаткулийская группа структур

Антиклиналь Изаткули – центральная складка одноименной, одной из наиболее крупных групп поднятий в рассматриваемом районе. Получение информации в центре крупной Изаткулийской группы поднятий, с которой, по данным КМПВ, связывается выступ поверхности фундамента, представляется особенно важным [4].

Одну из первоочередных параметрических скважин глубиной 5 км целесообразно заложить на структуре Изаткули. Забой расположенной поблизости скважины Изаткули-1 находится в средней части аптских отложений на глубине 2652 м.

Учитывая общую толщину аптских отложений – 600–800 м при отсутствии повторения разреза за счет пологого надвига, поверхность неокомских отложений может ожидаться на глубине 3–3,5 км. В таком случае до глубины 5 км будет освещен полный разрез неоком-мальмского карбонатного комплекса. Если сводовая часть Изаткулийской структуры будет осложнена надвигом, неокомско-верхнеюрские отложения в поднадвиговой части структуры будут залегать на неясной, но большей глубине. В таком случае нижняя часть карбонатной формации может остаться не вскрытой бурением [17, 28].

Структура Рустамкала, разбуривавшаяся в конце 1980-х годов, является скорее всего периклинальным осложнением крупной поднятой Западно-Аладагской цепи структур. Проведенная ранее переинтерпретация сейсмопрофилей допускает значительное погружение поверхности карбонатов неокома на площади Рустамкала (4,8 км). Таким образом, свод Рустамкала оказывается опущенным на 1,4 км по отношению к своду структуры Изаткули, где кровля карбонатов неокома ожидается на глубине 3,4 км.

Прогнозные ресурсы газа, подсчитанные «ТуркменНИПИнефть» по мезозойским отложениям Куйлярского и Аладаг-Мессерианского районов, составляют в сумме 704 млрд м³ [17]. Фактически газовые ресурсы только последнего высокоперспективного района могут составить, по современной оценке, 2–3 трлн м³. Говорить о нефтяных ресурсах Аладаг-Мессерианского района до получения результатов разведки 1–2 ключевых объектов преждевременно. Нефтяные ресурсы района можно предварительно оценить в 20% от газовых.

Прибалханский перспективный район

Все известные месторождения нефти и газа в Прибалханской зоне поднятий связаны с терригенной толщей плиоцена. Подавляющее их большинство в значительной степени выработаны и находятся на поздней стадии разработки. Новые перспективные на нефть и газ структуры отсутствуют. Стабилизация и дальнейшее наращивание уровня добычи нефти и газа возможны здесь только при усилении ГРП на мезозойский терригенно-карбонатный этаж толщиной до 5–7 км [1, 2, 17, 29]. Тектоническая схема Прибалханской зоны поднятий представлена на рис. 16.

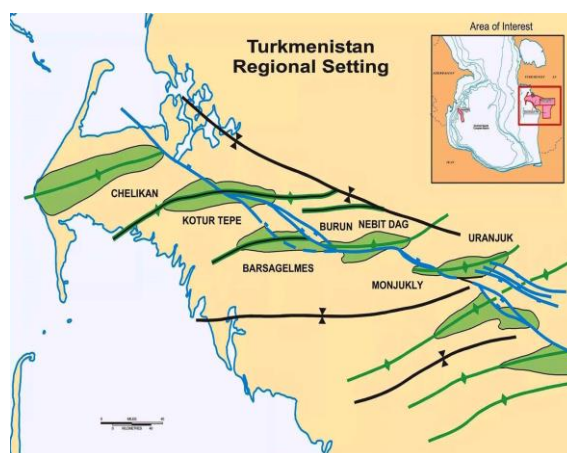
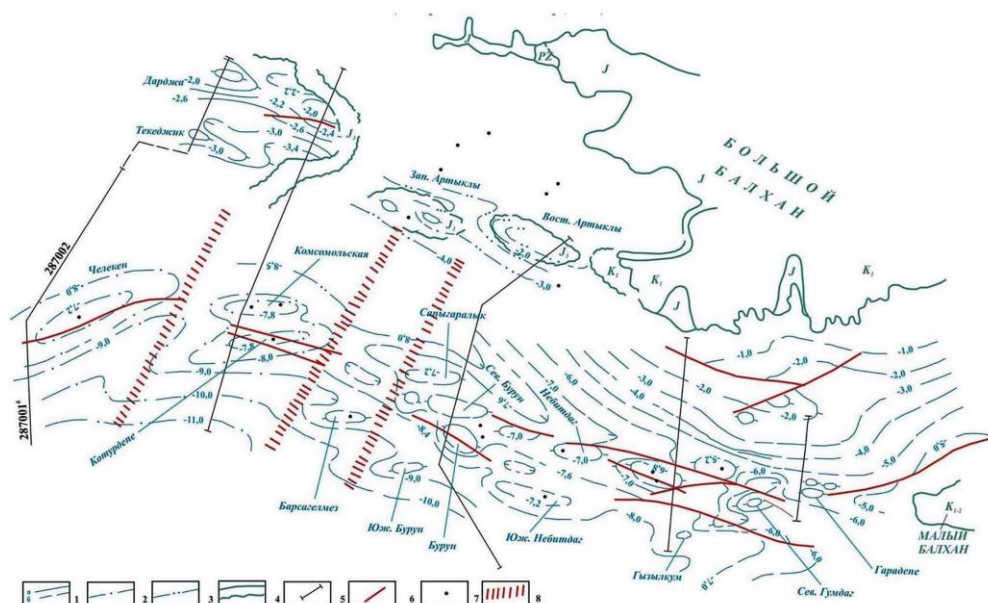


Рис. 16. Тектоническая схема Прибалханской зоны поднятий

Самая крупная в пределах Апшерон-Прибалханского порога Челекенская складка по размытой поверхности мезозоя представляет собой резко выраженную асимметричную брахиантиклиналь размерами 35×15 км и амплитудой до 2 км. В преднеогеновое время она представляла собой приподнятый участок суши, подвергавшийся интенсивному размыву [2]

Кроме максимально выраженного Челекена, ключевыми структурами Прибалханского района по мезозою являются крупнейшее нефтегазоконденсатное месторождение ЮЗ Туркменистана Котуртепе и крупное старейшее газонефтяное месторождение Небитдаг.

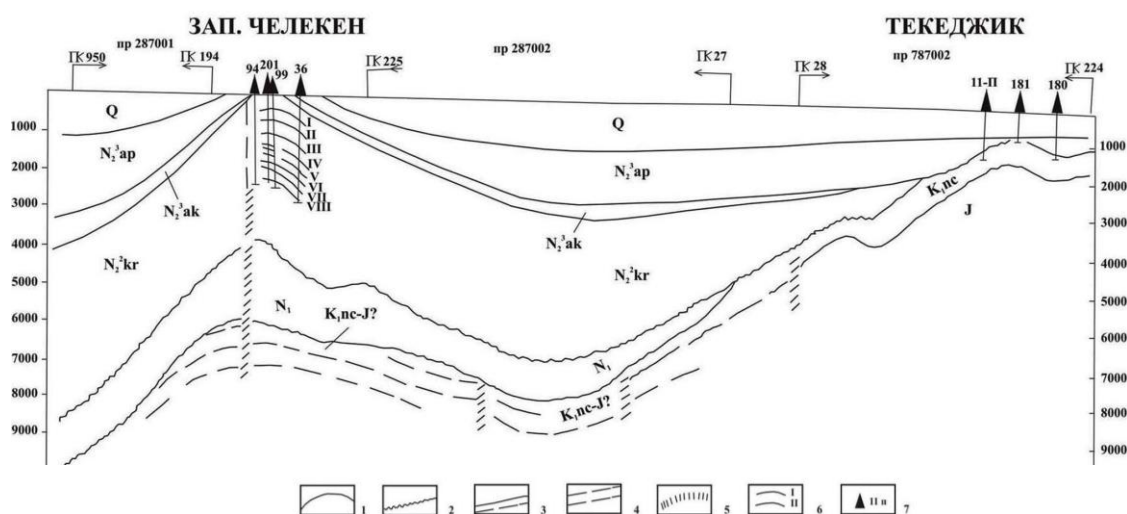
Впервые для Прибалханской зоны произведены среднемасштабные структурные построения по мезозою, выполненные Аширмамедовым М.А. и др. по результатам анализа сейсморазведочных материалов [2] (рис. 17, 18).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – УСГ вблизи подошвы мела: а) уверенные, б) предполагаемые; 2 – УСГ внутри юрских отложений; 3 – УСГ по поверхности юрских отложений; 4 – геологические границы; 5 – линии сейсмических профилей; 6 – тектонические нарушения; 7 – скважины; 8 – региональные разломы по данным гравиметрии

Рис. 17. Структурные карты УСГ Прибалханской зоны поднятий и Келькорского прогиба по мезозойским отложениям (Аширмамедов и др, 1999)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 – стратиграфические границы; 2 – границы несогласия; 3 – границы внутри юрских отложений; 4 – тектонические нарушения по данным бурения; 5 – тектонические нарушения по данным сейсморазведки; 6 – нефть; 7 – скважины

Рис. 18. Поперечный сейсмогеологический разрез через Прибалханскую зону поднятий. Келькорский прогиб по линии Зап. Челекен-Текеджик (Аширмамедов и др., 1999)

Структурный план горизонтов мезозоя Прибалханской зоны в основном соответствует плиоценовому. В мезозойском комплексе выявлены и новые складки, не нашедшие развития в плиоцене. Судя по выполненным построениям, одной из особенностей тектонического строения складок Прибалханской зоны поднятий является их более резкая дислоцированность в плиоценовых отложениях, нежели в слоях мезозойского комплекса. С глубиной их количество и амплитуды резко уменьшаются. Однако и в мезозое роль основных разрывных нарушений, формирующих Прибалханскую зону поднятий, остается определяющей.

Отмечается широкое развитие региональных разломов различной амплитуды – от 100–200 до 1000 и более метров. Разрывные нарушения длительного развития имели большое влияние на формирование зон нефтегазонакопления. С нарушениями связаны и нефтегазопроявляющие грязевые вулканы, имеющие корни в мезозойских отложениях [30].

Глубинное геологическое строение мезозойских образований Прибалханской зоны изучено крайне слабо. Перспективы открытия нефтегазовых месторождений в мезозойском комплексе базируются на естественных и полученных в процессе бурения нефтегазопроявлениях, информации о содержании в породах мезозоя органического вещества и битумов. Естественные нефтепроявления наблюдаются в жерлах грязевых вулканов на Челекене и в виде кировых покровов на месторождении Небитдаг. Газонефтепроявление установлено на площади Каратепе при вскрытии кровли известняков нижнего баррема.

Мезозойские отложения на территории Прибалханской зоны поднятий вскрыты на 6 площадях. Выявление и ввод в разработку крупных месторождений нефти и газа, прогнозируемых в мезозойских отложениях Прибалханья, является одним из важнейших условий повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ.

В пределах Прибалханской зоны целесообразно продолжить изучение структуры мезозоя сейсморазведкой современного уровня в относительно доступной по глубине восточной части зоны (доизучение Каратепинского мезозойского поднятия – неокомского рифа?), а также на крупных месторождениях – ключевых поднятиях Западного Прибалханья – Челекен, Котуртепе и Небитдаг.

Поднятие Каратепе

По данным Аширмамедова М.А. и др., на площади Каратепе Прибалханской зоны в параметрической скважине 23 в кровле известняков баррема на глубине 4875 м обнаружено проявление УВ газа. Из интервала 4875–4895 м получена пленка нефти с удельным весом 0,865 г/см³. К сожалению, из-за технической аварии эта скважина глубже не бурилась и не опробовалась. Последующие скважины не вскрыли мезозой, залегающий под глиняным миоценовым диапиром, маскирующим прогнозируемый риф. Таким образом, впервые в Прибалханской зоне поднятий на площади Каратепе установлен прямой признак нефтегазонакопления неокома. Дальнейшее исследование названной структуры по мезозою было прекращено. Кратко остановимся на обосновании разведки мезозоя и прогнозируемого рифа на площади Каратепе.

По данным Грачевского М.М. и Кравчука А.С. [31], в основу поставленной проблемы поисков и разведки барьерно-рифового обрамления и внутреннего мегаатолла Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна положена палеогеоморфологическая аналогия одноименной впадины с впадинами Мексиканского залива и Прикаспийской. По

анalogии с высокопродуктивным мексиканским барьерным рифом Реформа прогнозируются запасы нефти на глубинах 4000–6000 м, сосредоточенные в узкой полосе мезозойского карбонатного клиноформного морфологического уступа, поверхностным отражением которого на акватории является Апшеронский порог (рис. 19).



Рис. 19. Прогноз потенциальных нефтегазоносных рифов Каспийского моря (Грачевский, 1999)

В ЮЗ Туркменистане по геофизическим данным намечен и описан неокомский барьерно-рифовый уступ протяженностью 400 км, совпадающий с Шорджа-Гекчинским разломом и Прибалханской структурной зоной [31] (см. рис. 19). Правомерность выделения и трассировки барьерно-рифового уступа подтверждается присутствием рифовых обломков со следами нефти в выбросах вулкана Алигул (Челекен).

Челекенское поднятие

На сейсморазведочных профилях МОГТ в пределах Челекена красноцветные отложения отмечаются протяженными осями синфазности. Ниже следует зона со слабо выраженной сейсмической записью, интерпретируемая как преимущественно глинистый понт-миоцен. Для этого комплекса характерно возрастание мощности по мере приближения к присводовой части складки.

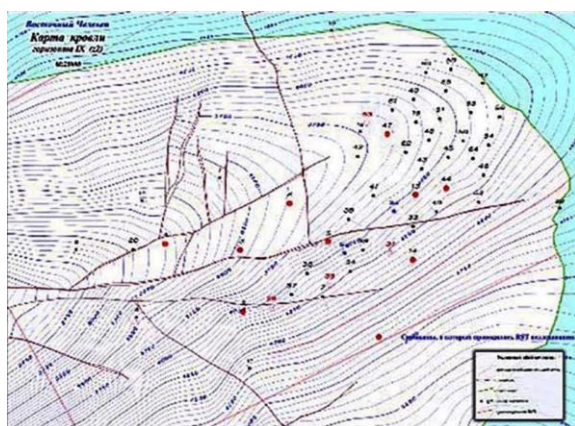
Поэтому углы падения пород подошвы красноцвета значительно круче наблюдаемых в мезозое. Предполагается, что понт-миоцен на площади Челекен с разрывом залегает на нижнемеловых, возможно, на неокомских отложениях [2] (см. рис. 17, 18).

Среди карбонатных пород, отобранных из продуктов извержения грязевого вулкана Алигул профессором Аманниязовым К.Н. и главным геологом Челекенского НГДУ Туваковым А., по данным Центральной лаборатории Управления геологии ТССР, обнаружены органогенно-обломочные, водорослевые, мшанковые и коралловые известняки. По результатам микрофаунистических исследований их возраст датируется как верхний келловей.

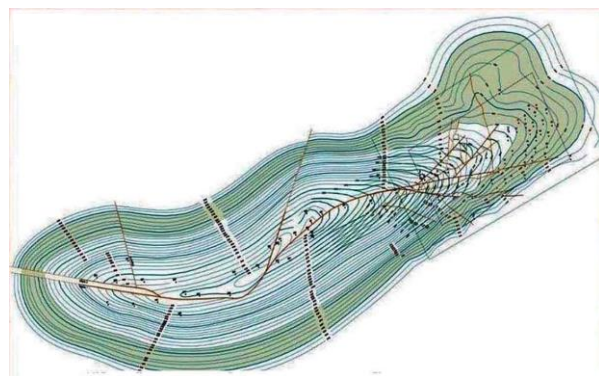
По рекомендациям Аширмамедова М.А. и др., на мезозой Челекена бурилась в

2002–2004 гг. скважина 20 проектной глубиной 6500 м, заложенная на восточной периклинали крупнейшего поднятия. По техническим причинам скважина была остановлена на глубине 6030 м (коэффициент аномально-высокого пластового давления (АВПД) 2,2–2,3, удельный вес бурового раствора 2,45 г/см³), вскрыв низы эоцена. В миоцене был получен интенсивный приток пластовой воды с газом и небольшим количеством нефти [32, 33].

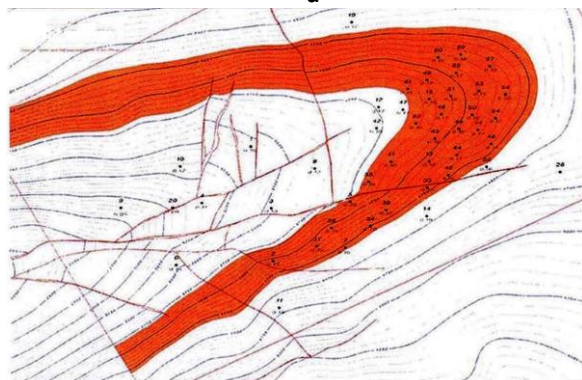
На Восточно-Челекенском газонефтяном месторождении с использованием передовых методов геофизических исследований в скважинах (ГИС) в обсаженном стволе разведочных скважин определены характеристики известных и вновь установленных продуктивных интервалов нижнего красноцвета (рис. 20).



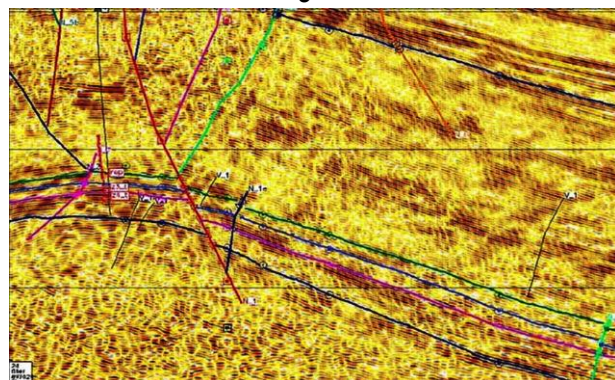
а



б



в



г

Рис. 20. Геолого-геофизические данные газонефтяного месторождения Восточный Челекен (Шевченко, Григорьев, 2007)

20.a – структурная карта кровли основной продуктивной пачки Z2–Z3 с обозначенными «старыми» (красный цвет) и «новыми» (черный цвет) скважинами;

20.б – синтезированная карта кровли пласта Z2–Z3 для Большой Челекенской структуры, включая территорию месторождения Восточный Челекен (прямоугольник в северо-восточной части карты);

20.в – распределение средней пористости пластов-коллекторов пачки Z2–Z3 в наиболее благоприятном гипсометрическом диапазоне их развития (3800–4300 м);

20.г – фрагмент временного разреза по профилю 897029 – переинтерпретация материалов сейсморазведки 2D (жирной красной линией выделено нарушение сбросового типа, пересекающее всю красноцветную толщу с серией второстепенных оперяющих разрывов)

В 2007 г. была выполнена программа дополнительных сейсморобот 3D/2D, в комбинации с проведением VSP в новых скважинах, построена трехмерная модель месторождения. Полученные данные в увязке с имеющимися сейсмическими материалами позволили создать новую геологическую модель объекта, пробурить новые разведочные скважины и обеспечить резкий рост запасов (до уровня крупного месторождения) и добычи нефти [32, 33].

Была выявлена закономерность гипсометрического положения высокопродуктивных коллекторов нижнекрасноцветных отложений Восточного Челекена, локализуемых в виде полосы в периферийной части структуры в интервале глубин 3800–4300 м, на фоне слабой продуктивности центральной части структуры из-за тектонической раздробленности, размыва и ухудшения свойств коллекторов (см. рис. 20в) [32, 33].

Данный опыт высокоэффективной доразведки месторождения Восточный Челекен с использованием новых геофизических и буровых технологий в расширенных вариациях может распространяться на старые месторождения и недоразведанные структуры Прибалханского и Гограньдаг-Окаремского районов.

Гограньдаг-Окаремский перспективный район

Одноименная зона поднятий расположена в прикаспийской полосе ЮЗ Туркменистана и является газонефтеносной в отложениях нижнего красноцвета. Отдельные залежи углеводородов обнаружены в миоцене и верхнем плиоцене [15, 17, 34–36].

На ряде месторождений зоны (Окарем, Кеймир, Акпатлаук и др.) наблюдается рост коэффициента АВПД в низах красноцвета до 1,7–2, из-за чего оказываются недоизученными на нефтегазоносность до 500 м разреза нижнего красноцвета и миоцена, не говоря уже о вскрытии мезозоя [36].

Для преодоления этого барьера АВПД нужно искать какие-то «окна» на данных месторождениях с приемлемым уровнем аномально-высокого пластового давления. Подобный барьер АВПД и другие осложнения «прервали» углубление мезозойской скважины на крупном ключевом поднятии Окарем проектной глубиной 6000 м. Эту скважину на мезозой нужно обязательно дублировать, выбрав «окно» барьера АВПД по новым геофизическим исследованиям современного уровня.

Поднятие Окарем по кровле красноцвета имеет размеры 48×10 км, амплитуду – более 500 м. Своду поднятия отвечает четко выраженный минимум силы тяжести интенсивностью 5 мгл, обусловленный наличием на глубине 5 км под сводом поднятия разуплотненной толщи (Киреев Б.И.). Гумаров К.С. связывает это разуплотнение с огромным скоплением газа расчетным объемом 1–5 трлн м³ под экраном АВПД в подошве красноцвета [35]. О вероятности такого скопления косвенно свидетельствует огромный объем сопочной брекчии $5\text{--}10$ км³, изверженный Южно-Окаремским погребенным грязевым вулканом [30].

При подтверждении гипотезы огромного газового скопления под плиоценовой Окаремской структурой месторождение Окарем окажется одним из крупнейших по газу в Южно-Каспийской провинции. Естественно, резко возрастут прогнозные газовые ресурсы Гограньдаг-Окаремского района (до нескольких трлн м³).

На примерах Окарема и др. нефтегазосодержащих поднятий рассматриваемого района Гумаровым К.С. впервые выдвигается гипотеза об участии УВ флюидов в формировании поднятий [35].

На месторождении Кеймир впервые из тонкослоистых песчаных коллекторов низов красноцвета, практически не отображающихся на кривых самопроизвольной поляризации, были получены промышленные притоки УВ [36]. Именно эта часть разреза оказалась крайне сложной для проводки скважин из-за резкого проявления АВПД.

Испытанием ряда скважин на месторождениях Кеймир, Акпатлаух и Чекишляр доказано наличие высокодебитных залежей нефти и газа в нижнекрасноцветных

отложениях, приуроченных к низкоомным пластам, которые не выделялись как продуктивные. В связи с этим производилась переоценка комплекса ГИС этих объектов для выделения продуктивных коллекторов в низкоомных разрезах [17].

Месторождение Керпедже является крупнейшим в пределах Гограньдаг-Окаремской зоны. Многопластовая газонефтяная залежь месторождения сосредоточена в низах красноцвета. Ниже нее, в миоцене, четко фиксируется «яркое пятно» – аномальная зона сейсмической записи в интервале глубин 4500–5000 м. Эта АТЗ (аномалия типа «залежь») оказалась идентичной новой мощной миоценовой нефтяной залежи [17, 36]. Необходимо дальнейшее изучение этого месторождения на глубину (до мезозоя?) сейсморазведкой и бурением современного уровня.

Приатрекский перспективный район

Этот впервые выделяемый район не показан на обзорной нефтегазогеологической карте ЮЗ Туркменистана (см. рис. 2), он объединяет южные части Гограньдаг-Окаремской и Аладаг-Мессерианской зон поднятий.

На юге Гограньдаг-Окаремской зоны, начиная с Чикишляра и до иранской границы, интенсивным предплиоценовым размывом срезаются отложения понт-миоцена и палеогена, а красноцвет ложится на разные горизонты верхнего мела – это хорошо видно на картах структурно-формационных особенностей комплексов отложений палеогена-мела и типовых разрезах скважин (сеноман-верхний баррем на рис. 11) и на структурно-геологической карте поверхностей палеоцена и мела Западного Туркменистана (рис. 21).

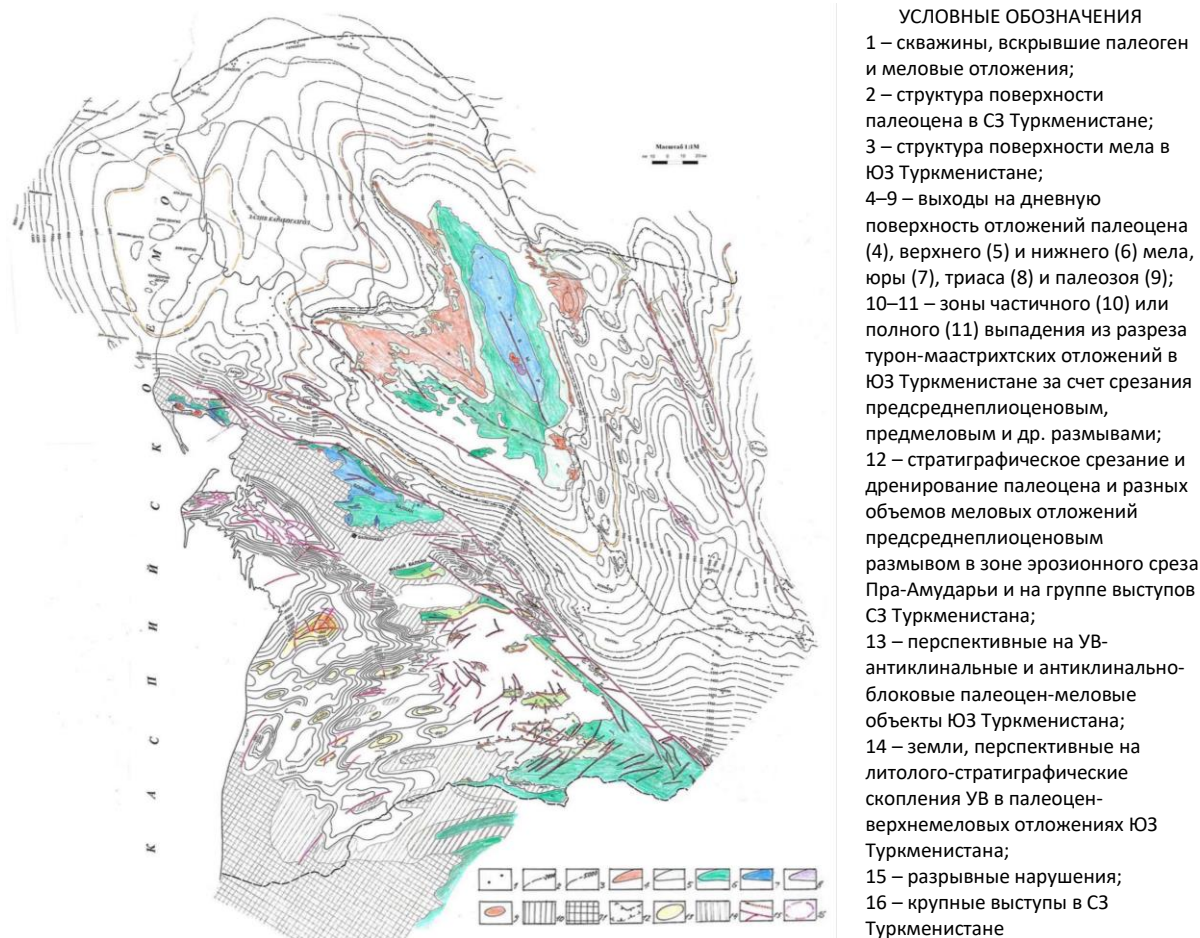


Рис. 21. Структурная карта поверхности палеоцена в СЗ Туркменистане и поверхности мела в ЮЗ Туркменистане (Мелихов, 2007, с использованием данных Аширмамедова, Захидова, Кудельского, Мельник, Мирзаханова, Одекова и др.)

Глубина залегания поверхности размыва на Чикишляре, Аджиябе и др. структурах колеблется в диапазоне 3700–4000 м. С востока на запад и с севера на юг наблюдается подъем глубокозалегающих горизонтов за счет предплиоценового размыва [17]. Примерно такая же глубина размыва отмечается и на юге Аладаг-Мессерианской зоны поднятий (Геокча, Кошаджа-Куи, Тоголок, Кызыл-Атрек), где значительная часть верхнемеловой системы также размыта.

Перспективный на нефтегазоносность карбонатный неоком-мальм Приатрекского района становится доступным для вскрытия в сводах поднятий на умеренных глубинах 4–5 км. Критерии перспектив нефтегазоносности Приатрекского района не совсем

понятны, отрицательным фактором является выпадение из разреза мощной региональной глинистой покрывки понта-миоцена-палеогена.

Мезозойские отложения Приатрекского района характеризуются интенсивной дислоцированностью и дизъюнктивной нарушенностью, что затрудняет картирование этих отложений сейморазведкой. Отдельные представительные структуры Приатрекского района, которые считались подготовленными по УСГ неокома и на которых бурились скважины, «зависшие» в апт-альбе (Тоголок, Кызылатрек), должны быть переподготовлены высокотехнологичной сейморазведкой по неоком-мальму для заложения новых скважин глубиной 5000 м.

Важнейшим объектом параметрического бурения в Приатрекском районе является одна из немногих, относительно изученных сейсморазведкой, антиклиналь Тоголок. Она расположена в непосредственной близости от иранского месторождения Кызылтепе, в зоне с ожидаемым благоприятным разрезом неоком-мальмского карбонатного резервуара. По своей структурной выраженности, высоте, объему замкнутой ловушки и ожидаемой глубине залегания неокома структура Тоголок выглядит предпочтительнее окружающих ее структур [4].

Тоголокская антиклиналь, по имеющимся, недостаточно кондиционным, данным сейсморазведки МОГТ, представляет собой крупную двухкупольную структуру размером 18×4 км и высотой (основного южного купола) 300–400 м. Разрывное нарушение проходит через осевую часть складки и существенно не снижает емкостные свойства ловушки. Ранее пробуренная на структуре Тоголок скважина, вскрывшая при глубине 3,1 км альбские отложения, позволяет увереннее осуществить проектирование и проводку новой параметрической скважины глубиной 5 км.

По прогнозной оценке «ТуркменНИПИнефть», ресурсы природного газа мезозойских отложений территории, отождествляющейся сейчас с Приатрекским районом, по категории D_2 составляют 300 млрд m^3 [17]. Представляется, что эта оценка является заниженной. Прогнозные газовые ресурсы мезозоя, главным образом карбонатного неоком-мальма Приатрекского района, могут быть, по мнению авторов, оценены не менее чем в 1 трлн m^3 .

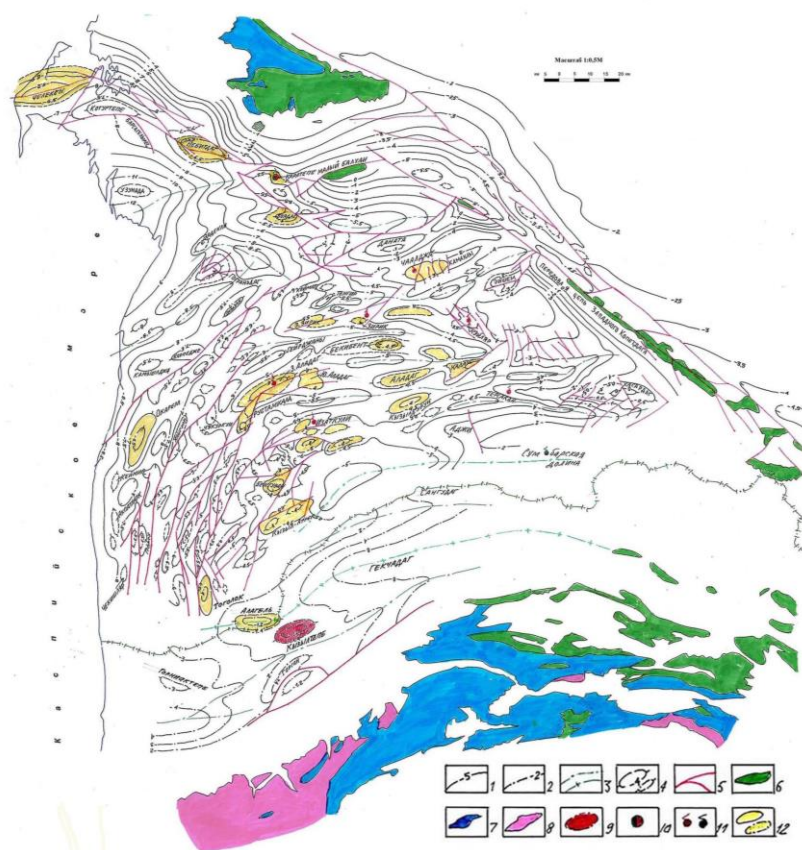
Локализация первоочередных объектов подготовки и разведки неоком-мальмского карбонатного комплекса ЮЗ Туркменистана

На результирующей структурно-геологической карте ЮЗ Туркменистана (рис. 22) изображена упрощенная структура поверхности неокома.

Данная структура позволяет приближенно локализовать основные антиклинальные и антиклинально-блоковые объекты неоком-мальма, в том числе наиболее выраженные и доступные по глубине потенциальные ловушки газа и нефти. Часть этих ловушек рекомендуется для первоочередной подготовки и разведки сейсмическими и буровыми работами современного уровня. Соответствующие рекомендации изложены в разделах по перспективным на мезозой районам и зонам региона.

Заключение

Завершая обзор мезозойского перспективного направления ГРП на газ и нефть в наземной части ЮЗ Туркменистана, можно утверждать, что его реализация возродит былую славу этого старейшего нефтяного региона, уже практически исчерпывающего потенциал главного плиоценового плеча на суше (остаточные запасы плиоцена оцениваются величиной до 100 млн т нефти и объемом в первые сотни млрд m^3 газа). Естественно, огромный потенциал газонефтеносности региона принадлежит низам плиоцена и миоцену практически не разбуренного каспийского шельфа. Сравнить направления работ на суше, осваиваемой с конца XIX века, и на неизученном шельфе не имеет смысла.



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ
- 1 – прогнозные изогипсы поверхности нижнего баррема в ЮЗ Туркменистане; 2 – изогипсы поверхности альба в Горганском районе Ирана; 3 – тальвеги и структурные гребни поверхностей нижнего баррема и альба; 4 – локальные поднятия; 5 – разрывные нарушения; 6–8 – выходы на дневную поверхность отложений: 6 – неокома; 7 – юры; 8 – доюрских образований; 9 – газоконденсатное месторождение Кызылтапе (Иран) – залежи в известняках баррема (свита Тирган, глубина 4730 м) и оксфорда (свита Моздур, глубина около 5000 м), еще несколько потенциальных залежей до глубины 5800 м; 10 – площадь Каратепа, скважина 23 – нефтегазопроявление на глубине 4875–4895 м из кровли известняков нижнего баррема; 11 – газопроявления из наднеокомовой секции мела на площадях Зап. Аладаг, Изаткули, Зирик, Чаалджа, Куйляр, Даната, Терсакан, нефтепровавления на Куйляре и в Сумарской долине Западного Копетдага; 12 – наиболее доступные по глубине антиклинальные и антиклинально-блоковые неоком-мальмские объекты, рекомендуемые для подготовки и разведки

Рис. 22. Упрощенная структурная модель поверхности неокомских отложений с выделением наиболее доступных по глубине объектов подготовки и разведки неоком-мальмского карбонатного комплекса Юго-Западного Туркменистана (Мелихов, 2007, с использованием данных Аширмамедова, Дёминой, Жукоборского, Кравченко, Крылова, Кудельского, Мамиэсенова, Мельник, Одекова и др.)

Можно напомнить, каким образом возродилась слава главного газового региона Юго-Восточного Туркменистана – Мургабского бассейна. При огромных перспективах газоносности подсолевых карбонатов верхней юры, их потенциал до конца советского периода разведывался слабо из-за технико-технологического несовершенства бурения скважин на глубины 5 км в условиях действительных (рапопровавления и пр.) и мнимых горно-геологических осложнений разреза (технически неудачные скважины массово ликвидировались по геологическим причинам). Газовые залежи в подсолевых карбонатах нередко вскрывались с

использованием тяжелых буровых растворов, применявшихся для подавления рапопровавлений в солях и вовремя не заменяемых на облегченные. Естественно, что после этого при опробовании скважин фиксировались, в лучшем случае, газопровавления, а не промышленные притоки газа. При налаживании технологии и дисциплины буровых работ в 1990-х годах, с начала XXI века в Мургабском бассейне начались потрясающие открытия уникальной по запасам газа группы месторождений Галкыныш (ее современная оценка составляет 21 трлн м³) и других месторождений.

Подобный ренессанс может ожидать, по мнению авторов, и наземную часть ЮЗ Туркменистана при массовой реализации мезозойского плеча в условиях кардинального улучшения геофизических и буровых технологий с привлечением передовых российских компаний и модернизацией собственных предприятий. Первоочередным, высокоперспективным районом разведки мезозоя в ЮЗ

Туркменистане несомненно является Аладаг-Мессерианский с наиболее доступной глубиной залегания целевого неоконформального карбонатного комплекса. В погруженной части региона крупнейшими высокоперспективными мезозойскими объектами остаются Челекен и Окарем. Прогнозные ресурсы мезозойского газа ЮЗ Туркменистана ориентировочно оцениваются в 3–5 трлн м³.

Литература

1. Аширмамедов М. Научное прогнозирование перспектив нефтегазоносности Западно-Туркменской впадины и сопредельных территорий: Автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук. Ашхабад, 1996. 76 с.
2. Аширмамедов М.А., Хаджинуров Н., Гайнуллин М.В. и др. Глубинное геологическое строение мезозойских отложений Прибалханской зоны поднятий и перспективы их нефтегазоносности // Нефть и газ Туркменистана. 1999. № 4.
3. Жукоборский Ф.Я., Сахиббаев С.Д., Амангельдыев С., Аманов Г. Нефтегазоносность мезозоя Юго-Западной Туркмении. Ашхабад: ТуркмениНТИ, 1977. 42 с.
4. Кравченко К.Н., Дидура В.И., Дороднов В.А., Краснова Г.М. Региональная структура и перспективы нефтегазоносности неоконформско-верхнеюрских отложений Юго-Западного Туркменистана // Нефть и газ Туркменистана. 1998. № 1.
5. Крылов Н.А., Тумарев К.К., Аширмамедов М. Мезозойские отложения Западно-Туркменской впадины – резерв увеличения промышленных запасов нефти и газа // Геология нефти и газа, 1973, № 8.
6. Кудельский А.В., Барташевич О.В. О перспективах нефтегазоносности Западного Копет-Дага // Изв. АН Туркм. ССР. Сер. физ.-техн., хим. и геол. наук. 1964. № 3.
7. Кудельский А.В., Калугин В.П. Геологическое строение и гидрогеологические условия Западного Копет-Дага в связи с перспективами нефтегазоносности // Геология и полезные ископаемые Туркмении: Тр. УГ ТССР. Вып. 5. Ашхабад: Ылым, 1968.
8. Мамиевенов Н.М., Силич А.М., Хаджинуров Н.Х., Минаева Р.Т. Результаты региональных работ в Юго-Западной Туркмении и задачи их на 1991–1995 гг. // Региональные исследования и новые направления поисков нефти и газа: Сб. науч. тр. М.: ИГИРГИ, 1992.
9. Мелихов В.Н. Геология и газонефтеобеспеченность Каракумской провинции. Оценка газонефтеперспективных зон, направления поисково-разведочных работ в платформенной части Туркменистана. СПб: Изд-во Политехнического ун-та, 2017. 286 с.
10. Орёл В.Е., Новиков А.А., Оруджева Д.С. и др. Стратегия геологоразведочных работ на нефть и газ в Юго-Западной Туркмении // Геология нефти и газа. 1987. № 12.
11. Шеин В.С., Куницкая Т.Н., Кравченко К.Н. и др. Мезозойский перспективный нефтегазоносный комплекс Копетдага и прилегающих территорий // Геология и геодинамика нефтегазоносных территорий Юга СССР: Сб. тр. ВНИГНИ. Вып. 255. М.: Недра, 1986.

12. Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А., Зейналов М.М. и др. Мезозойские отложения Азербайджана и перспективы их нефтегазоносности. М.: Недра, 1972. 215 с.
13. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра, 2004. 342 с.
14. Алиев А.И. Результаты и перспективы поисково-разведочных работ на туркменском шельфе Южного Каспия // Геология нефти и газа. 1988. № 3. С. 1–5.
15. Али-Заде А.А., Аширмамедов М.А., Хаджинуров Н. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Юго-Западного Туркменистана. Ашхабад: Ылым, 1985. 356 с.
16. Алифан И.Н., Аллахвердиев Р., Аманклычев Б. и др. Нефть Туркменистана / Под ред. В.Т. Лавриненко. Ашхабад: Туркменистан, 1979. 118 с.
17. Аширмамедов М.А., Гельдыев Э., Крылов Н.А. и др. Состояние и перспективные направления подготовки нефтяных и газовых ресурсов в Западной Туркмении: Научно-технический обзор. М.: ВНИИОЭНГ, 1975. 35 с.
18. Аширмамедов М.А., Павлик С.Ф., Гельдыев Э. Перспективы нефтегазоносности Западного Копетдага // Геология нефти и газа. 1978. №12. С. 15–18.
19. Гафаров Н.А., Гулев В.Л., Карнаухов С.М. и др. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта. М.: Недра, 2010. 261 с.
20. Геолого-тектоническая схема Южно-Каспийской впадины и ее обрамления со снятием плиоцен-антропогенных отложений (Туркменский фрагмент): Учебно-наглядное пособие / Под ред. О.А. Одекова, С.П. Вальбе. Ростов н/Дону: Уприздат, 1979. 2 л.
21. Захидов А.У., Нурмамедов Д., Колпаков А.Ф., Сунгуров А.М. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности восточной части Предкопетдагского прогиба. Ашхабад: ТуркменНИИНТИ, 1980. 55 с.
22. Зюбко А.К., Николенко В.А., Скуб А.И. Геологическое строение, история геологического развития и перспектива нефтегазоносности восточной части Западно-Туркменской низменности и прилегающих частей Западного Копет-Дага. Ашхабад: ТГФ, 1970.
23. Николенко В.А. Перспективы нефтегазоносности Западного Копет-Дага. Геология нефти и газа. 1969. № 8.
24. Николенко В.А., Скуб А.И. Перспективы нефтегазоносности Западного Копет-Дага и прилегающих районов Ирана // Тез. докл. научной конференции НИИЗарубежгеологии. М., 1969.
25. Жукоборский Ф.Я. Геология и перспективы нефтегазоносности отложений, подстилающих красноцветную толщу в Прибалханском районе Юго-Западного Туркменистана: Автореф. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: ВНИГНИ, 1971. 22 с.
26. Мирзаханов М.К. Тектоника Западно-Туркменской впадины. М.: Недра, 1969.
27. Мирзаханов М.К., Горобцов В.М., Бершадский В.М., Дикая-Фурсова Л.Н. Геологическое строение Западно-Аладагской антиклинали // Геология и полезные ископаемые Туркмении: Сб. тр. Ашхабад: Геолком ТССР, 1964. Вып. 2.
28. Крылов Н.А., Васильев Е.П., Глумаков П.В. Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М.: Наука, 1973. 214 с.
29. Захидов А.У. Глубинное строение и нефтегазоносность Северо-Западной Туркмении. М.: Недра, 1974. 135 с.

30. Аширмамедов М., Хаджинуров Н., Гайнуллин М.В. и др. Погребенные грязевые вулканы Западно-Туркменской впадины // Нефть и газ Туркменистана, 1999. № 3.
31. Грачевский М.М., Кравчук А.С. Нефтегазоносность рифов Мирового океана. М.: Недра, 1989. 189 с.
32. Шевченко И.В. Создание геологической модели слабоизученных месторождений нефти и газа на основе нового подхода к получению геолого-геофизических данных: на примере месторождения Восточный Челекен, Туркмения: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2008. 28 с.
33. Шевченко И.В., Кириллов С.А., Шустер В.Л. Новые технические решения при геологическом моделировании месторождений нефти и газа на Восточном Каспии // Нефть и газ юга России, Черного, Азовского и Каспийского морей: Тез. докл. Междунар. конф. Геленджик, 2007. С. 205–207.
34. Аширмамедов М.А., Хаджинуров Н., Гайнуллин М.В. и др. К проблеме нефтегазоносности миоценовых отложений Гегерендаг-Экеремской зоны поднятий // Нефть и газ Туркменистана. 1999. № 4.
35. Гумаров К.С. О формировании нефтегазосодержащих складок Западно-Туркменской впадины и участии в нем углеводородсодержащих флюидов // Нефть и газ Туркменистана. 2002. № 1.
36. Ибрагимов А.Б. Перспективы нефтегазоносности и методика поисков залежей в плиоценовых отложениях Гограньдаг-Окаремской зоны поднятий: Автореф. дис. ... канд. геолого-минерал. наук. М., 1985. 20 с.

The Mesozoic of the South Caspian oil and gas province, Southwestern Turkmenistan – prospects for gas and oil exploration

V.N. Melikhov^{1*}, N.A. Krylov², I.V. Shevchenko^{3**}, V.L. Shuster⁴

1 – Karpinsky Russian Geological Research Institute, St. Petersburg

2 – Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow

3 – Korsarneft OC, Moscow

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

E-mail: *Vladislav_Melikhov@vsegei.ru, **ivshevch@dol.ru

Abstract. Regarding the South Caspian oil and gas province, it is concluded that the Pliocene productivity prevails in the western part of the province, and that the gas and oil prospects of the eastern land side in the Mesozoic are prioritized.

A retrospective analytical review of geological and geophysical data and publications on the Mesozoic of Southwestern Turkmenistan was carried out, which showed the low efficiency of the performed seismic and drilling operations in the exploration and evaluation of very complex Mesozoic objects. A massive resumption of state-of-the-art seismic exploration and appraisal drilling in priority areas and facilities performed by leading Russian companies is proposed. For some areas, a new, increased estimate of the projected gas resources is given.

An example of modern high-efficiency additional exploration of the East Cheleken, a small Pliocene gas and oil field, which turned this field into a large one in terms of reserves, is given.

Keywords: Southwestern Turkmenistan, Mesozoic, play, seismic exploration, drilling, structure, field, oil and gas resources.

Citation: Melikhov V.N., Krylov N.A., Shevchenko I.V., Shuster V.L. The Mesozoic of the South Caspian oil and gas province, Southwestern Turkmenistan – prospects for gas and oil exploration // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 102–133. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art8> (In Russ.).

References

1. Ashirmamedov M. Scientific forecasting of oil and gas prospects of the West Turkmen depression and the adjacent territories: Synopsis of Doctoral thesis. Ashgabat, 1996. 76 p. (In Russ.).
2. Ashirmamedov M.A., Khadzhinurov N., Gainullin M.V. et al. Deep geological structure of Mesozoic deposits of the Pribalkhan uplift zone and their oil and gas prospects // Oil and Gas of Turkmenistan. 1999. No. 4. (In Russ.).
3. Zhukoborsky F.Ya., Sakhibbaev S.D., Amangeldyev S., Amanov G. Oil and gas potential of the Mesozoic of Southwestern Turkmenistan. Ashgabat: TurkmenINTI, 1977. 42 p. (In Russ.).
4. Kravchenko K.N., Didura V.I., Dorodnov V.A., Krasnova G.M. Regional structure and oil and gas prospects of Neocomian–Upper Jurassic deposits of Southwestern Turkmenistan // Oil and Gas of Turkmenistan. 1998. No. 1. (In Russ.).
5. Krylov N.A., Tumarev K.K., Ashirmamedov M. Mesozoic sediments of the West Turkmen depression – the reserve for increasing the commercial oil and gas resources // Geologiya Nefti i Gaza. 1973. No. 8. (In Russ.).

6. *Kudelsky A.V., Bartashevich O.V.* On the oil and gas prospects of the Western Kopet Dag // *Izv. AN Turkm. SSR. Ser. Phys.-Eng., Chem. and Geol. Sci.* 1964. No. 3. (In Russ.).
7. *Kudelsky A.V., Kalugin V.P.* Geological structure and hydrogeological conditions of the Western Kopet Dag in relation to its oil and gas prospects // *Geology and minerals of Turkmenistan: UG TSSR Transactions.* Iss. 5. Ashgabat: Ylym, 1968. (In Russ.).
8. *Mamiesenov N.M., Silich A.M., Khazhinurov N.Kh., Minaeva R.T.* The results of regional works in Southwestern Turkmenistan and their objectives for 1991–1995 // *Regional studies and new directions of oil and gas prospecting: Collected papers.* Moscow: IGIRGI, 1992. (In Russ.).
9. *Melikhov V.N.* Geology and oil and gas potential of the Karakum province. Evaluation of oil and gas prospective zones, direction of exploration in the platform part of Turkmenistan. St. Petersburg: St. Petersburg Polytechnic University, 2017. 286 p. (In Russ.).
10. *Orel V.E., Novikov A.A., Orudzheva D.S.* et al. Strategy of geological exploration for oil and gas in Southwestern Turkmenistan // *Geologiya Nefti i Gaza.* 1987. No. 12. (In Russ.).
11. *Shein V.S., Kunitskaya T.N., Kravchenko K.N.* et al. Mesozoic prospective oil and gas bearing complex of the Kopet Dag and the adjacent territories // *Geology and geodynamics of oil and gas bearing territories of the South of the USSR: VNIGNI Transactions.* Iss. 255. Moscow: Nedra, 1986. (In Russ.).
12. *Ali-Zade A.A., Akhmedov G.A., Zeynalov M.M.* et al. Mesozoic sediments of Azerbaijan and their oil and gas prospects. Moscow: Nedra, 1972. 215 p. (In Russ.).
13. *Glumov I.F., Malovitsky Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V.* Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. Moscow: Nedra, 2004. 342 p. (In Russ.).
14. *Aliev A.I.* Results and prospects of exploration on the Turkmen shelf of the Southern Pre-Caspian // *Geologiya Nefti i Gaza.* 1988. No. 3. P. 1–5. (In Russ.).
15. *Ali-Zade A.A., Ashirmamedov M.A., Khadzhinurov N.* et al. Geology of oil and gas fields of Southwestern Turkmenistan. Ashgabat: Ylym, 1985. 356 p. (In Russ.).
16. *Alifan I.N., Allakhverdiev R., Amanklychev B.* et al. Oil of Turkmenistan / Ed. by V.T. Lavrinenko. Ashkhabad: Turkmenistan, 1979. 118 p. (In Russ.).
17. *Ashirmamedov M.A., Geldyev E., Krylov N.A.* et al. State and perspective directions of oil and gas treatment in Western Turkmenistan: Scientific and technical review. Moscow: VNIIOENG, 1975. 35 p. (In Russ.).
18. *Ashirmamedov M.A., Pavlik S.F., Geldyev E.* Oil and gas prospects of the Western Kopet Dag // *Geologiya Nefti i Gaza.* 1978. No. 12. P. 15–18. (In Russ.).
19. *Gafarov N.A., Gulev V.L., Karnaukhov S.M.* et al. A new look at oil and gas prospects of the Eastern Ustyurt. Moscow: Nedra, 2010. 261 p. (In Russ.).
20. Geological and tectonic scheme of the South Caspian depression and its frame with the survey of Pliocene–Anthropogenic deposits (the Turkmen fragment): Illustrated handbook / Ed. by O.A. Odekov, S.P. Valbe. Rostov-on-Don: Uprizdat, 1979. 2 lv. (In Russ.).
21. *Zakhidov A.U., Nurmamedov D., Kolpakov A.F., Sungurov A.M.* Depth structure and oil and gas prospects of the eastern part of the Cis-Kopet Dag trough. Ashgabat: TurkmenNIINTI, 1980. 55 p. (In Russ.).
22. *Zyubko A.K., Nikolenko V.A., Skub A.I.* Geological structure, geological evolution and oil and gas prospects of the eastern part of the West Turkmen plain and the adjoining parts of the Western Kopet Dag. Ashgabat: TGF, 1970. (In Russ.).

23. *Nikolenko V.A.* Oil and gas prospects of the Western Kopet Dag // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1969. No. 8. (In Russ.).
24. *Nikolenko V.A., Skub A.I.* Oil and gas prospects of the Western Kopet Dag and the adjacent areas of Iran // *NIIZarubezhgeologiya Scientific Conference: Collected abstracts*. Moscow, 1969. (In Russ.).
25. *Zhukoborsky F.Ya.* Geology and oil and gas prospects of the sediments underlying the red stratum in the Pre-Balkhan region of Southwestern Turkmenistan: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 1971. 22 p. (In Russ.).
26. *Mirzakhanov M.K.* Tectonics of the West Turkmen depression. Moscow: Nedra, 1969. (In Russ.).
27. *Mirzakhanov M.K., Gorobtsov V.M., Bershadsky V.M., Dikaya-Fursova L.N.* Geological structure of the Western Aladag anticline // *Geology and mineral resources of Turkmenistan: Collected papers*. Ashgabat: Geological Commission of the TSSR, 1964. Iss. 2. (In Russ.).
28. *Krylov N.A., Vasiliev E.P., Glumakov P.V.* Placement patterns and prospecting for oil and gas deposits in Central Asia and Kazakhstan. Moscow: Nauka, 1973. 214 p. (In Russ.).
29. *Zakhidov A.U.* The deep structure and oil and gas potential of Northwestern Turkmenistan. Moscow: Nedra, 1974. 135 p. (In Russ.).
30. *Ashirmamedov M., Khadzhinurov N., Gainullin M.V.* et al. Submerged mud volcanoes of the West Turkmen depression // *Oil and Gas of Turkmenistan*. 1999. No. 3 (In Russ.).
31. *Grachevsky M.M., Kravchuk A.S.* Oil and gas potential of the reefs of the World Ocean. Moscow: Nedra, 1989. 189 p. (In Russ.).
32. *Shevchenko I.V.* Producing a geological model of poorly explored oil and gas fields through a new approach to obtaining geological and geophysical data: the case of the East Cheleken field, Turkmenistan: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2008. 28 p. (In Russ.).
33. *Shevchenko I.V., Kirillov S.A., Shuster V.L.* New technical solutions for geological modelling of oil and gas fields in the Eastern Caspian // *Oil and Gas of the South of Russia and of the Black, Azov and Caspian Seas: Abstracts of the International Conference*. Gelendzhik, 2007. P. 205–207. (In Russ.).
34. *Ashirmamedov M.A., Khadzhinurov N., Gainullin M.V.* et al. On the issue of oil and gas potential of Miocene deposits of the Gegerendag-Ekerem uplift zone // *Oil and Gas of Turkmenistan*. 1999. No. 4. (In Russ.).
35. *Gumarov K.S.* On the formation of oil and gas bearing folds of the West Turkmen depression and the participation of hydrocarbon-bearing fluids in it // *Oil and Gas of Turkmenistan*. 2002. No. 1. (In Russ.).
36. *Ibragimov A.B.* Oil and gas prospects and methods of searching for deposits in Pliocene sediments of the Gograndag-Okarem uplift zone: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 1985. 20 p. (In Russ.).