

# АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

## ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Т. 15, № 1, 2024 / Vol. 15, No. 1, 2024

Институт проблем нефти и газа  
Российской академии наук

---

Oil and Gas Research Institute of the  
Russian Academy of Sciences

Геология, поиски,  
разведка и эксплуатация  
нефтяных и газовых  
месторождений

---

Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых  
месторождений

---

Геофизика



Научное сетевое издание  
Scientific online journal

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**

**Закиров Эрнест Сумбатович**, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Редакционный совет**

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

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

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

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

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

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

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

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

**Редакционная коллегия**

**Абукова Л.А.**, д. г.-м. 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

**Поднек В.Э.**, к. ф.-м. н., 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**

**Башкина Е.М., Сурначёв Д.В., Чигарев В.Б., Дацко Т.Г.**

**Адрес редакции:**

119333, РФ, Москва, ул. Губкина, д. 3

Тел. редакции: +7(499)135-71-81,

+7(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

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

(научные специальности 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

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

Дизайн обложки: Д. Филипова

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

**Боронин П.А., Гильманова К.Я.** Комплексный подход к обоснованию граничных значений и оценке характера насыщения в отложениях тюменской свиты **3**

**Пушкарева Д.А.** Эффективность имидж-анализа гранулометрического состава петрографических шлифов при исследовании терригенных пород-коллекторов **21**

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

**Неволин А.И., Путилов И.С.** Определение коэффициента нефтенасыщенности по Дахнову–Арчи с применением нового методического подхода при исследовании образцов керны **37**

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

**Волков В.А., Сайфутдинова Д.А., Мурсыркина К.И.** Создание комплексной многовариантной интегрированной модели системы межпромыслового транспорта нефти **48**

**Экологический мониторинг и промышленная безопасность нефтегазовых объектов**

**Тупысев М.К.** Анализ динамики проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений на земной поверхности **60**

**Энергетические ресурсы земной коры: вызовы современной экономики**

**Чигарев Б.Н.** Выявление актуальных задач энергетического перехода в публикациях агрегатора контента научных публикаций Scilit. Часть 1. Кластеризация ключевых слов **72**

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**

**Zakirov Ernest S.**, Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Editorial Council**

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

**Abdullaev G.S.**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), 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

**Skorobogatov V.A.**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Gazprom  
VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

**Editorial Board**

**Abukova L.A.**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Baganova M.N.**, Cand. Sci. (Eng.), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Batalin O.Yu.**, Cand. Sci. (Phys.-Math.), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Eremin N.A.**, Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Kovalenko K.V.**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Kouzin A.M.**, Cand. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Podnek V.E.**, Cand. Sci. (Phys.-Math.), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Sumin A.M.**, Cand. Sci. (Law), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Shuster V.L.**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,  
Moscow, Russia

**Editorial Staff**

**Bashkina E.M., Surnachev D.V., Chigarev V.B.,  
Datsko T.G.**

**Editorial address:**

3, Gubkin Street, Moscow,  
Russian Federation, 119333  
Phone: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51  
E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate EI 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  
(scientific specialties 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

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

Cover design: D. Filippova

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

**Boronin P.A., Gilmanova K.Ya.** An integrated approach to the substantiation  
of the boundary values and the assessment of the character of saturation in the deposits  
of the Tyumen formation **3**

**Puskareva D.A.** The effectiveness of granulometric composition image analysis in rock thin  
sections for the study of terrigenous reservoir rocks **21**

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

**Nevolin A.I., Putilov I.S.** Determination of the oil saturation coefficient according  
to Dakhnov–Archi using a new methodological approach when studying core samples **37**

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

**Volkov V.A., Sayfutdinova D.A., Muryskina K.I.** Creation of a complex multivariate  
integrated model of the oil interfield transport system **48**

**Environmental monitoring and industrial security of oil and gas facilities**

**Tupyshev M.K.** Analysis of the dynamics of technogenic deformation processes during  
the development of oil and gas fields on the Earth's surface **60**

**Energy resources of the Earth's crust: Challenges of the modern economy**

**Chigarev B.N.** Identification of topical issues of the energy transition in publications  
of the scientific content aggregator Scilit. Part 1. Keyword clustering **72**

## НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8.053

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art1>

### Комплексный подход к обоснованию граничных значений и оценке характера насыщения в отложениях тюменской свиты

П.А. Боронин<sup>1</sup>, К.Я. Гильманова<sup>1,2</sup> ✉

1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

2 – Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* Тюменская свита отличается сложностью строения залежей, представляя из себя отложения различных групп фаций. Для построения гидродинамических моделей, совершенствования системы разработки, выделения перспективных зон необходим учет условий осадконакопления. *Цель работы.* Повышение достоверности оценки проницаемости коллекторов, уточнение критических сопротивлений при оценке характера насыщения, что требует новых подходов к петрофизическому моделированию. *Материалы и методы.* В работе использованы результаты исследований керна и интерпретация данных геофизических исследований скважин для пласта ЮВ2 с учетом фациальной принадлежности. *Результаты.* Изучена смачиваемость экстрагированных и неэкстрагированных образцов, скорректирована зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности с учетом смачиваемости коллекторов, а также выполнен расчет относительных фазовых проницаемостей для условий дренирования в системе «нефть–вода». *Выводы.* Комплексный подход позволил уточнить значения проницаемости, критических сопротивлений и нефтегазонасыщенности коллекторов, что может быть использовано для выделения перспективных зон при бурении новых скважин.

**Ключевые слова:** фации, коэффициент проницаемости, литология, гидродинамическая активность, высокодинамические отложения, низкодинамические отложения, смачиваемость, относительные фазовые проницаемости, параметр насыщения, критические сопротивления

**Финансирование:** источники финансирования отсутствовали.

**Для цитирования:** Боронин П.А., Гильманова К.Я. Комплексный подход к обоснованию граничных значений и оценке характера насыщения в отложениях тюменской свиты // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 3–20. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art1>

---

✉ Гильманова Ксения Яновна, e-mail: [Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

© Боронин П.А., Гильманова К.Я., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

## Введение

Тюменская свита является одним из перспективных нефтегазоносных объектов, но при этом отличается большой сложностью в строении залежей.

Для качественной и количественной оценки перспектив нефтегазоносности отложений тюменской свиты решение вопроса разработки алгоритмов дифференциации отложений, определения их пористости, проницаемости и нефтенасыщенности с учетом фациальной принадлежности по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и керна является актуальной задачей [1].

Фацция в геологии – это геологическое тело или ассоциация горных пород, которая обладает характерными признаками, отражающими условия их образования (термодинамические условия, концентрации компонентов, агрегатное состояние, динамику осадконакопления и т. п.) и отличающимися их от соседних или ассоциирующих с ними пород [2]. Большое количество зарубежных и российских публикаций посвящено развитию фациального анализа, в том числе и по данным геофизических исследований скважин [3–5]. Наиболее часто используются подходы, отраженные в монографии Муромцева В.С. [4] и в работе Изотовой Т.С., Денисова С.Б., Вендельштейна Б.Ю. [5].

В настоящей работе была поставлена цель дифференциации петрофизической модели с учетом условий осадконакопления для повышения достоверности оценки фильтрационно-емкостных свойств (проницаемости) коллекторов, их нефтегазоносности, уточнения критических сопротивлений при делении нефте- и водонасыщенных прослоев, прогноза продуктивности.

## Выделение типов условий осадконакопления

В МГУ была создана методика идентификации фаций, отличающаяся от всех, используемых ранее. Она заключается в комплексировании значений метода собственных потенциалов, гамма-каротажа и данных удельного электрического сопротивления (УЭС) [6]. Использование методики МГУ позволяет выделить различные группы фаций во всех скважинах (включая эксплуатационный фонд), а потом адресно применить петрофизические алгоритмы [1, 6].

На изучаемом месторождении в интервале пластов ЮВ2 тюменской свиты по методике МГУ выделялись две обстановки осадконакопления: морская и континентальная, которые в свою очередь были поделены по степени гидродинамической активности среды.

Отличие высокодинамических (в/дин) морских и континентальных фаций (отложения подводных течений и подводные валы, русла) от низкодинамических (н/дин) фаций фиксируется в значениях коэффициентов пористости ( $K_p$ ), проницаемости ( $K_{пр}$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ), а также по значениям песчаности ( $C_{песч}$ ), алевритистости ( $C_{ал}$ ) и глинистости ( $C_{гл}$ ). Анализ фильтрационно-емкостных свойств проводился по данным 590 образцов из интервалов морских отложений и 420 – континентальных.

Установлено, что для группы высокодинамических отложений пористость и проницаемость выше, чем для низкодинамических отложений. Пористость коллекторов высокодинамических отложений изменяется от 11,7% до 19,6% (среднее – 14,5%); в низкодинамических отложениях – 11,7–17,9% (среднее – 13,6%).

Проницаемость высокодинамических отложений находится в пределах 0,2–40,1 мД (среднее – 2,8 мД), низкодинамических отложений – 0,2–3,9 мД (среднее – 0,5 мД). По результатам анализа гранулометрических исследований высокодинамические отложения (и морские, и континентальные) характеризуются высоким содержанием песчаной фракции ( $C_{\text{песч}} = 66 \div 66,7\%$ ), низким содержанием алевритовой ( $C_{\text{ал}} = 24,4 \div 28,6\%$ ) и глинистой ( $C_{\text{гл}} = 5,4 \div 8,9\%$ ) фракций [1]. Основным литотипом высокодинамических отложений являются песчаники. Низкодинамические отложения по сравнению

с высокодинамическими имеют пониженное содержание песчаной фракции (37,5–38,7%), повышенное содержание алевритовой (47,3–50,9%) и глинистой (11,6–14%) фракций. Основным литотипом низкодинамических отложений являются алевриты [1].

Учитывая различия в гранулометрическом составе, можно было предположить расхождения в основных петрофизических связях пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности при сопоставлении друг с другом [6].

Однако деления по фациям или по гидродинамической активности среды не произошло, за исключением зависимости проницаемости от пористости:

$$\text{в/дин } K_{\text{пр}} = 2,767 \cdot \frac{10^{-11}}{K_{\text{п}}^{-9,38}}, R^2 = 0,5741 \quad (1)$$

$$\text{н/дин } K_{\text{пр}} = 0,67 \cdot \frac{10^{-7}}{K_{\text{п}}^{-5,99}}, R^2 = 0,3579 \quad (2)$$

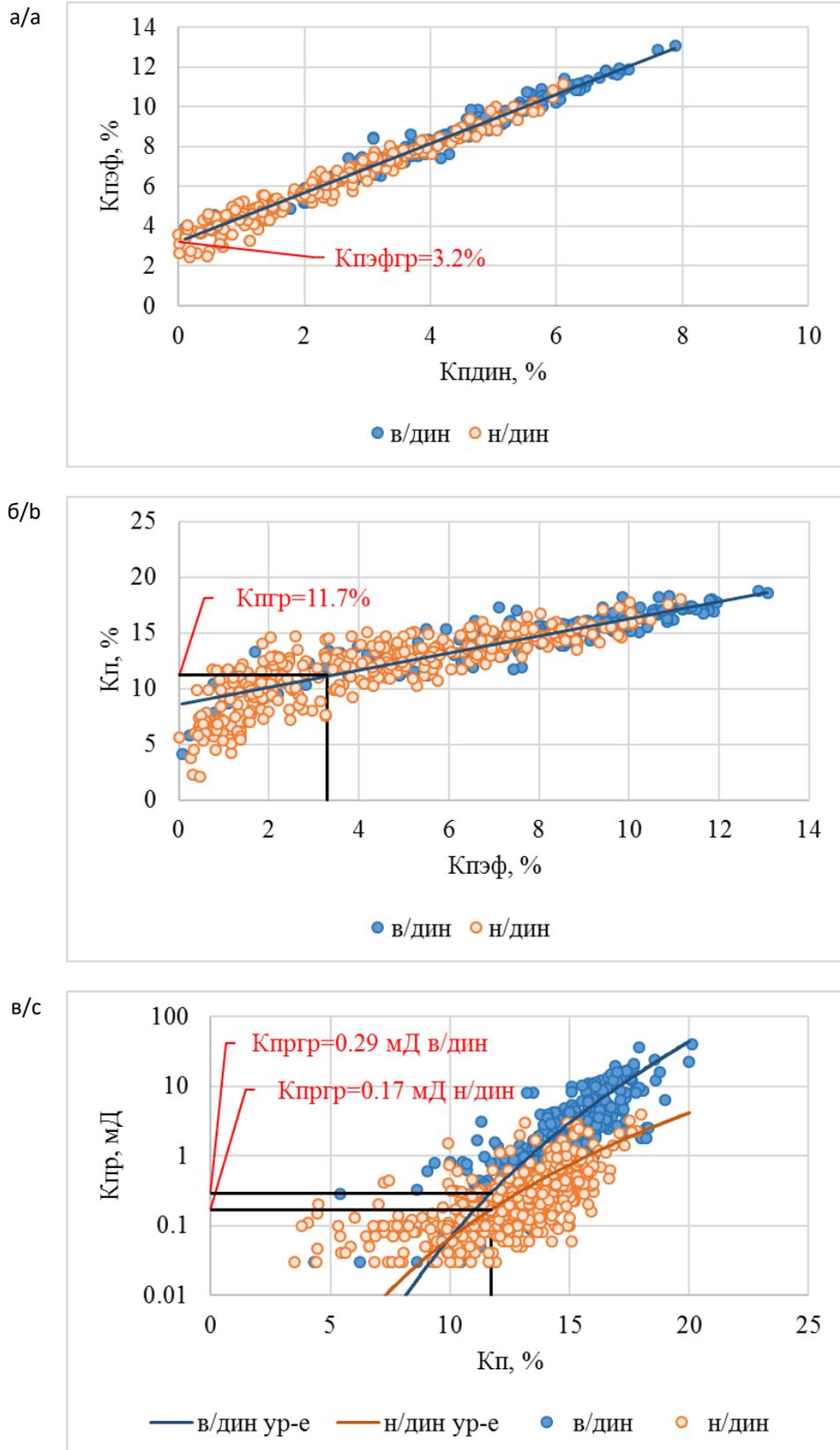
Граничные значения пористости, определенные стандартным способом по зависимостям  $K_{\text{пэф}} = f(K_{\text{пдин}})$  и  $K_{\text{п}} = f(K_{\text{пэф}})$ <sup>1</sup>, оказались близки для различных фаций  $K_{\text{пр}} = 11,7\%$  (рис. 1а, 1б), так как коэффициент остаточной нефтенасыщенности по высоко- и низкодинамическим отложениям имеет близкие средние значения – 28,4% (20 экспериментов) и 27,6% (17 экспериментов), и при этом зависимость остаточной нефтенасыщенности от пористости не прослеживается (исследования проведены в диапазоне пористости 13,7–17,4%). Тогда наблюдаемые различия в граничных

значениях проницаемости объясняются зависимостью от условий осадконакопления и гранулометрического состава (рис. 1в).

По уравнениям (1) и (2) при  $K_{\text{пр}} = 11,7\%$  граничные значения проницаемости составляют: для в/дин – 0,29 мД, для н/дин – 0,17 мД. Т. е. граничные значения проницаемости для разных типов фаций пласта ЮВ2 не имеют значительных отличий.

Однако при использовании дифференцированной по гидродинамической активности среды зависимости  $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$  можно добиться существенного увеличения достоверности расчета проницаемости в области коллекторов. Например, для пористости 15% коэффициент проницаемости для высокодинамических отложений составляет 3 мД, а для низкодинамических – 0,74 мД (см. рис. 1в).

<sup>1</sup> Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.



**Рис. 1.** Пример петрофизических связей: а –  $K_{пэф} = f(K_{пд})$ ; б –  $K_{п} = f(K_{пэф})$ ; в –  $K_{пр} = f(K_{п})$

**Fig. 1.** Example of petrophysical relationships: а –  $\phi_e = f(\phi_f)$ ; б –  $\phi = f(\phi_e)$ ; с –  $k = f(\phi)$

При увеличении пористости до 20% разница в оценке проницаемости составляет один порядок значений (в/дин – 44 мД, н/дин – 4,2 мД). Таким образом, проведенный фациальный анализ позволил увеличить достоверность определения проницаемости коллекторов, что имеет существенное значение при построении гидродинамических моделей.

Также выявленное различие фильтрационно-емкостных свойств высокодинамических и низкодинамических отложений позволяет выделить зоны развития лучших коллекторов и оптимизировать размещение бурящихся скважин.

Кроме стандартных связей типа «кern–кern» для уточнения граничных значений и расчета проницаемости были проанализированы зависимости для оценки пористости и насыщенности. Для изучаемого пласта существенного деления указанных сопоставлений по фациям не произошло. При этом зависимость  $P_n = f(K_v)$  была построена по логарифмическому уравнению (последнее применяется для коллекторов Западной Сибири с целью лучшей аппроксимации нелинейности связи, подход апробирован разными авторами и организациями: ВНИГНИ, ОАО «СибНАЦ», Петерсилье В.И., Таужнянским Г.В. и др.).

Полученные корреляционные связи  $P_n = f(K_n)$  и  $P_n = f(K_v)$  аппроксимируются следующими петрофизическими уравнениями:

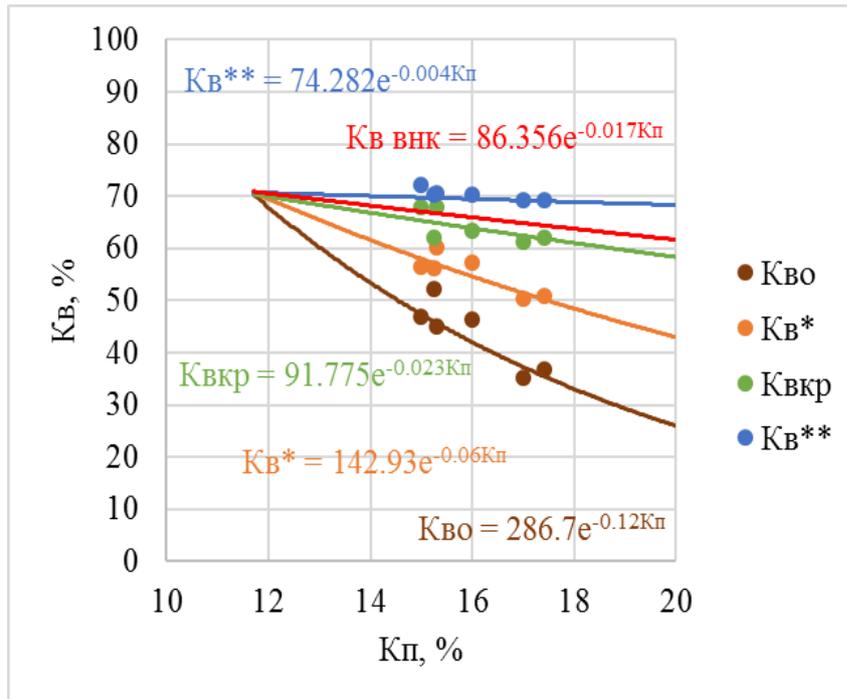
$$P_n = \frac{1}{K_n^{1,83}}, R^2 = 0,793 \quad (3)$$

$$P_n = 10^{\frac{4,4}{\log K_v + 1,75} - 2,5}, R^2 = 0,8821 \quad (4)$$

Указанные уравнения используются при прямом пересчете критических водонасыщенностей (по результатам экспериментов с определением относительной фазовой проницаемости (ОФП), см. рис. 2) в критические сопротивления (рис. 3). При описании ОФП использованы формулировки для значений водо-нефтенасыщенности на границе «нефтяного столба» по данным Л.М. Дорогиницкой [7]:  $K_v^*$  соответствует однопроцентному обводнению притока;  $K_{vкр}$  – водонасыщенность, для которой фазовые проницаемости по воде и нефти равны;  $K_v^{**}$  определяет кровлю зоны остаточной нефти, в этом случае фазовая проницаемость по нефти равна нулю. Для обоснования  $K_v^{ВНК}$  (водонасыщенности на водонефтяном контакте – ВНК) в данной работе учитывалось, что ниже контакта существует подвижная нефть, не имеющая промышленного значения ввиду низких значений фазовой проницаемости при ее фильтрации. В качестве  $K_v^{ВНК}$  использовались данные ОФП при 98%-й обводненности [7], рассчитанной по касательной к функции Леверетта.

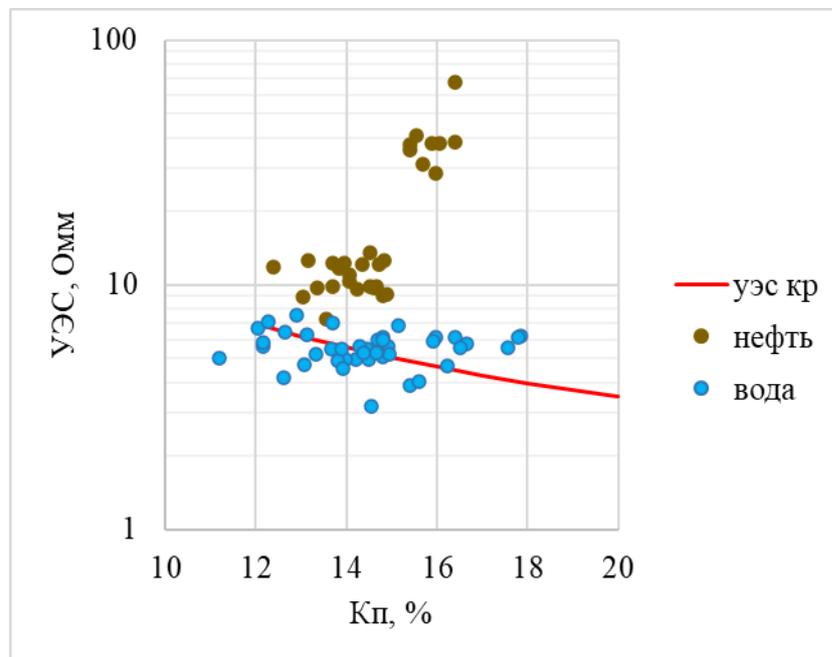
Однако полученные алгоритмы не привели к корректировкам критических сопротивлений для границы «вода–продуктивный коллектор», линия критических сопротивлений «сечет» водонасыщенные прослои (см. рис. 3).

В связи с этим были рассмотрены возможности учета смачиваемости коллекторов [8, 9].



**Рис. 2.** Сопоставление критических водонасыщенностей с коэффициентом пористости для коллекторов ЮВ2 по результатам определения ОФП

**Fig. 2.** Comparison of critical water saturations with porosity coefficient for the JV2 reservoirs based on the results of determining the RPP



**Рис. 3.** Сопоставление удельного электрического сопротивления с коэффициентом пористости для коллекторов ЮВ2 с различным характером насыщения

**Fig. 3.** Comparison of electrical resistivity with porosity coefficient for the JV2 reservoirs with different saturation patterns

### Смачиваемость и ее влияние на оценку параметров пластов

Если породы-коллекторы, насыщенные нефтью и водой, рассматривать в упрощенном виде как сумму капилляров различного диаметра, то в случае полной или преимущественной смачиваемости породы водой пленочная вода заполняет самые узкие поры и поровые каналы, в то время как нефть находится в больших порах. Наоборот, когда поверхность породы преимущественно смачивается нефтью, то

вода содержится в более широких порах в виде изолированных капель. В то же самое время, коллекторы представляют собой полимиктовые разности, состоящие из множества минералов. Так, в терригенных породах наряду с кварцем в различном соотношении содержатся полевые шпаты, глинистые и карбонатные минералы (рис. 4). Стенки пор, соответственно, могут состоять из совершенно различного материала, обладающего специфической смачиваемостью [10].

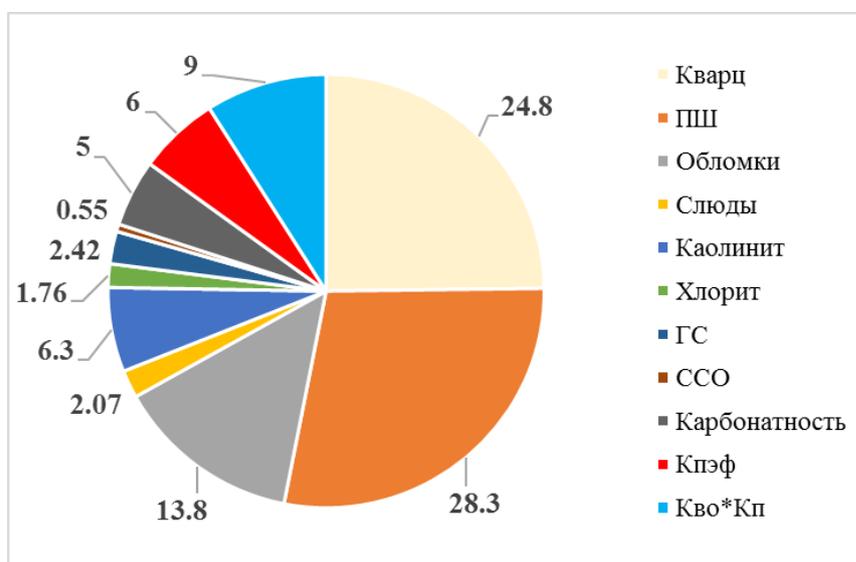


Рис. 4. Объемно-компонентная модель коллекторов пласта ЮВ2 (средние значения)

Fig. 4. Volumetric component model of reservoirs of the JV2 formation (average values)

Истинная смачиваемость породы-коллектора зависит не только от минерального состава пород-коллекторов, но и от содержащихся в порах флюидов. Известно, что в пластовой нефти присутствуют поверхностно-активные и полярные вещества, которые могут адсорбироваться породой. Такие компоненты нефти, как асфальтены, смолы, нафтеновые кислоты, адсорбируются полярными группами к поверхности породы, вследствие чего поверхность породы становится

гидрофобизованной. В случае, если поверхность породы неполярна в результате адсорбции нефти углеводородными радикалами к поверхности, она покрывается гидратированной оболочкой полярных групп и может приобрести гидрофильные свойства. В [11] установлено, что гидрофобизация образцов зерна терригенных отложений тюменской свиты обусловлена наличием на поверхности обломочных зерен и глинистого цемента тонких пленок органического вещества.

В ряде случаев гидрофобные свойства частично сохраняются даже после исчерпывающей экстракции спирто-бензольной смесью, вероятно, за счет присутствия нерастворимого углефицированного органического вещества. Соответственно, интерес для изучения смачиваемости поверхности порового пространства пород представляют как экстрагированные, так и неэкстрагированные образцы керн.

В настоящей работе использовались: индекс смачиваемости  $I$  (Амотт–Харви) на неэкстрагированных и экстрагированных образцах и показатель смачиваемости по Тульбовичу (ОСТ 39-180-85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород»).

Оригинальный метод Амотта предусматривает, что цилиндрический образец, насыщенный нефтью, центрифугируют в рассоле до достижения остаточной нефтенасыщенности. Модифицированный метод, известный как метод Амотта–Харви, предусматривает, что процедура имеет дополнительную стадию подготовки керн до начала испытания: керн центрифугируют сначала в рассоле, а затем в нефти, чтобы уменьшить водонасыщенность до начального значения [12].

Показатель смачиваемости Амотта–Харви ( $I_w$ ) выражается в виде относительного параметра, определяемого следующим образом – из отношения объемов нефти, вытесненного водой ( $V_{osp}/V_{ot} = \delta_w$ ) в процессе

центрифугирования, вычитают отношение объемов воды, вытесненной нефтью ( $V_{wsp}/V_{wt} = \delta_o$ ):

$$I_w = V_{osp}/V_{ot} - V_{wsp}/V_{wt} = \delta_w - \delta_o \quad (5)$$

Показатель смачиваемости Амотта изменяется от +1 для бесконечно гидрофильных пород до –1 для бесконечно гидрофобных пород, а его нулевое значение представляет нейтральную смачиваемость.

Метод определения показателя смачиваемости по ОСТ 39-180-85 также основан на данных капиллярного впитывания в образец воды и керосина при атмосферных условиях и в гравитационном поле при центрифугировании. Метод включает все те же этапы, что и тест Амотта, однако показатель смачиваемости по ОСТ вычисляют как отношение объема керосина, вытесненного из образца при капиллярной пропитке в воде, к суммарному объему керосина, вытесненного водой при пропитке и центрифугировании [13]. Таким образом, значения показателя смачиваемости по ОСТ всегда положительны. По существу, определение смачиваемости по ОСТ является упрощенным вариантом теста Амотта. ОСТ 39-180-85 регламентирует определение смачиваемости на экстрагированных образцах керн.

Сравнение количественных величин показателей смачиваемости представлено в табл. 1.

**Табл. 1.** Сравнение показателей смачиваемости

**Table 1.** Comparison of wettability indices

Метод	Гидрофильный	Нейтральный	Гидрофобный
Индекс смачиваемости Амотта–Харви ( $I_w$ )*	$0,3 \leq I_w \leq 1,0$	$-0,3 < I_w < 0,3$	$-1,0 \leq I_w \leq -0,3$
Показатель смачиваемости (M)** по стандарту (ОСТ 39-189-85)	0,6–1,0	0,4–0,6	0–0,4

Источники: \*Anderson W.G. [14]; \*\*Тульбович Б.И. [13]

Sources: \*Anderson W.G. [14]; \*\*Tulbovich B.I. [13]

Экспериментальные исследования предусматривают экстракцию образцов керна. В настоящей работе при сравнении показателей смачиваемости, определенных на образцах с естественным

насыщением (до экстракции) и после экстракции, установлено, что экстракция изменяет поверхностные свойства пород в сторону их большей гидрофильности (рис. 5).

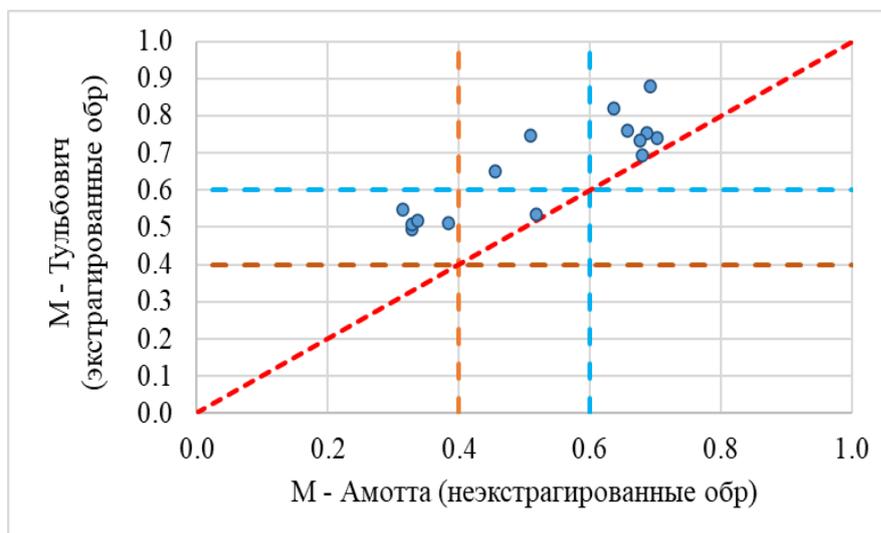


Рис. 5. Сопоставление смачиваемости образцов до экстракции и после экстракции по пластам ЮВ2

Fig. 5. Comparison of wettability of the samples before extraction and after extraction for the JV2 formations

Также было установлено, что при уменьшении пористости коллектор фобизируется за счет развития карбонатного цемента (рис. 6, 7). Получены пересчетные

уравнения индекса смачиваемости, определенного на экстрагированных образцах, в индекс смачиваемости для неэкстрагированных.

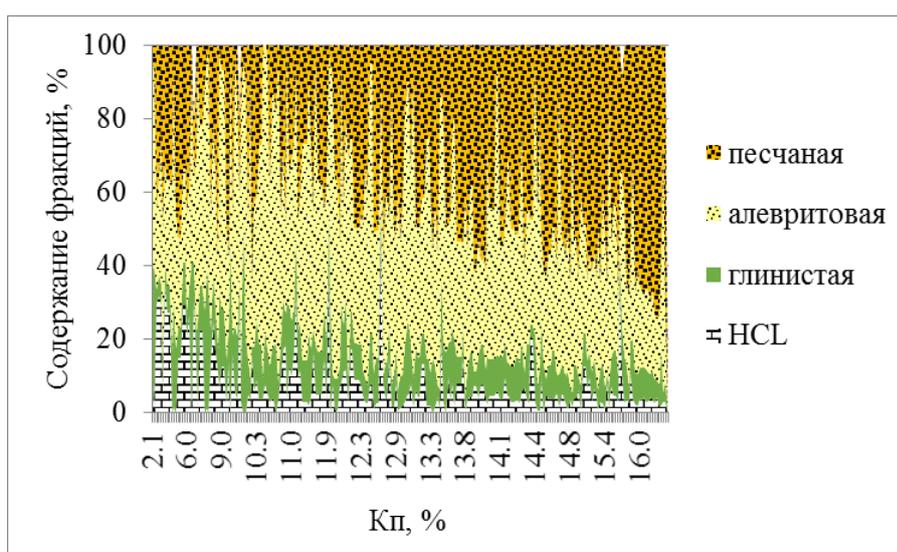


Рис. 6. Сопоставление гранулометрического состава пород с пористостью, пласт ЮВ2

Fig. 6. Comparison of rock granulometric composition with porosity, the JV2 formation

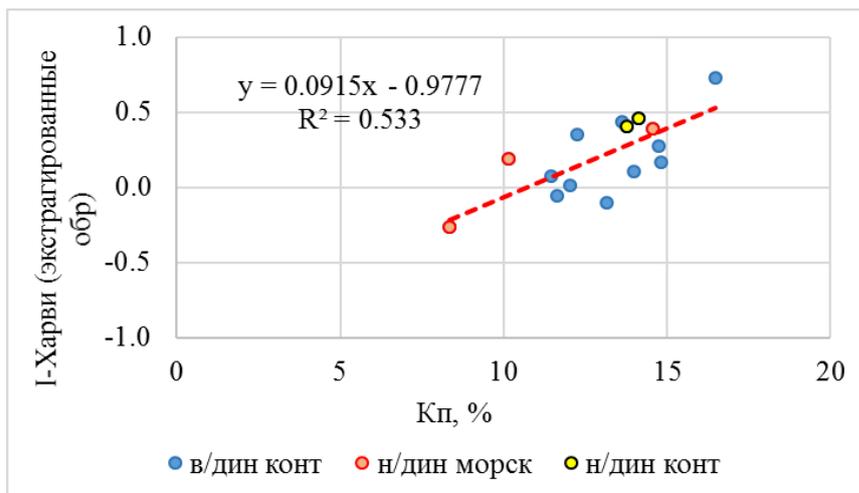


Рис. 7. Сопоставление смачиваемости образцов с пористостью по пластам ЮВ2

Fig. 7. Comparison of sample wettability with porosity for the JV2 formations

Искусственная гидрофилизация образцов керн приводит к смещению зависимости  $R_n(K_v)$  в сторону меньших значений удельного электрического сопротивления и меньших  $R_n$ , а следовательно, занижает коэффициент водонасыщенности и завышает коэффициент нефтенасыщенности. Зависимость  $R_n(K_v)$  нуждается в корректировке с учетом смачиваемости коллекторов. Такая корректировка была выполнена для зоны предельно нефтенасыщенного коллектора с уверенным определением УЭС по данным

ГИС и  $K_{во}$  по керну (рис. 8). При этом удельное электрическое сопротивление оценивалось по методу высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования в пластах с мощностью более 1,8 м (для минимизации влияния вмещающих пород) с учетом введения поправок за скважинные условия и окаймляющую зону. Оценка значений остаточной водонасыщенности прямым методом (Дина–Старк) проводилась на единичных образцах после восстановления смачиваемости.

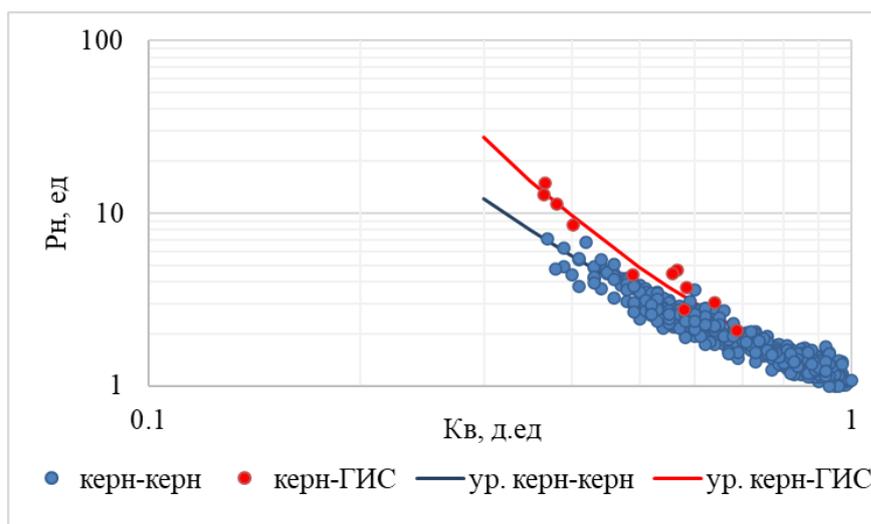


Рис. 8. Зависимость  $R_n=f(K_v)$  скорректированная по данным ГИС для пластовых условий

Fig. 8. Dependence  $I_r=f(S_w)$  adjusted according to well-logging data for reservoir conditions

Из рис. 8 видно, что показатель степени зависимости  $P_n = f(K_v)$  увеличивается и лучше подходит для коллекторов с промежуточной смачиваемостью.

Скорректированная зависимость определяется уравнением:

$$P_n = 10^{\frac{6}{\log K_v + 1,75} - 3,45}, R^2 = 0,851 \quad (6)$$

Для корректировки значений критических УЭС необходимо рассматривать не только скорректированное уравнение  $P_n = f(K_v)$  в зависимости от смачиваемости, но и установить критические насыщенности для режима дренирования (который лучше соответствует условиям формирования залежи, когда нефть вытесняет воду, а не наоборот).

Так как рассматриваемые коллекторы имеют преимущественно промежуточную смачиваемость, то частично сохраняется модель распределения флюида в поровом пространстве, когда пленочная вода хотя и

имеет области отсутствия, но при этом сохраняет связность пленки на поверхности в целом. Поэтому с некоторым допущением возможно использование уравнений, предложенных Пирсоном С.Д. для гидрофильных коллекторов. На основании того, что закон линейной фильтрации (закон Дарси) близок по форме к закону проводимости, С.Д. Пирсон предложил уравнения для расчета относительных фазовых проницаемостей по электрическому параметру насыщения  $P_n$  [7]. Формулы расчета относительной проницаемости учитывают аномальную по электропроводности и подвижности воду ( $\alpha$ ) и направление движения смачивающей фазы (впитывание, дренирование). По данным Леонтьева Е.И. [15] пределы  $\alpha$  составляют 0,05–0,09 мкм. Более низкие значения характерны для пород с меньшими значениями остаточной водонасыщенности, что и наблюдается для коллекторов с промежуточной смачиваемостью.

Для расчета относительных фазовых проницаемостей нефти ( $K_{прн}$ ) и воды ( $K_{прв}$ ) на режиме дренирования использованы уравнения [7]:

$$K_{прн} = (1 - S_n) \left\{ 1 - S_n^{1/4} \left[ 1 - \frac{1}{(1-\alpha)} P_n^{-1} \right]^{1/4} \right\}^2 \quad (7)$$

$$K_{прв} = S_n^{1/2} \left[ 1 - \frac{1}{(1-\alpha)} (1 - P_n^{-1}) \right]^{3/2} \quad (8)$$

$$\frac{K_{присп}}{K_{прабс(в)}} = (1 - \alpha)^3, \quad (9)$$

где  $S_n = (K_v - K_{во}) / (1 - K_{во})$  – подвижность воды в порах;

$P_n$  – параметр насыщения;

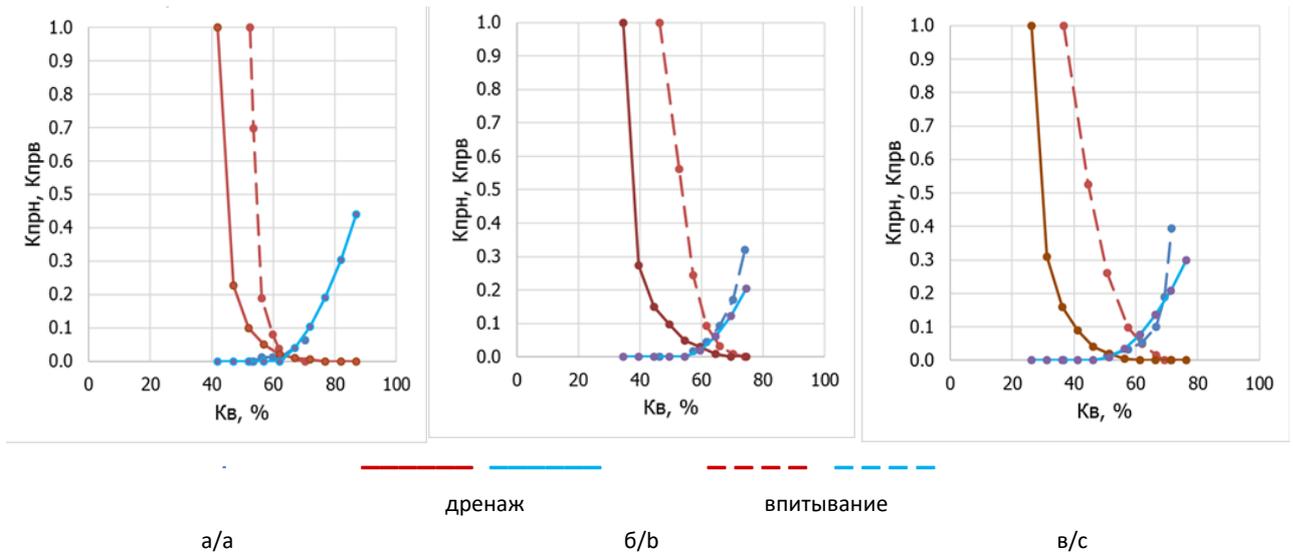
$K_{во}$  – остаточная водонасыщенность;

$\alpha$  – объем аномальной воды (0,05);

$K_{присп}$  – газопроницаемость, исправленная за эффект Клинкинберга;

$K_{прабс(в)}$  – проницаемость при воде при 100% водонасыщенности пластовой водой.

В итоге (с учетом пластовых условий, смачиваемости и режима дренирования) получены относительные фазовые проницаемости, смещенные по оси  $K_v$  влево (рис. 9).

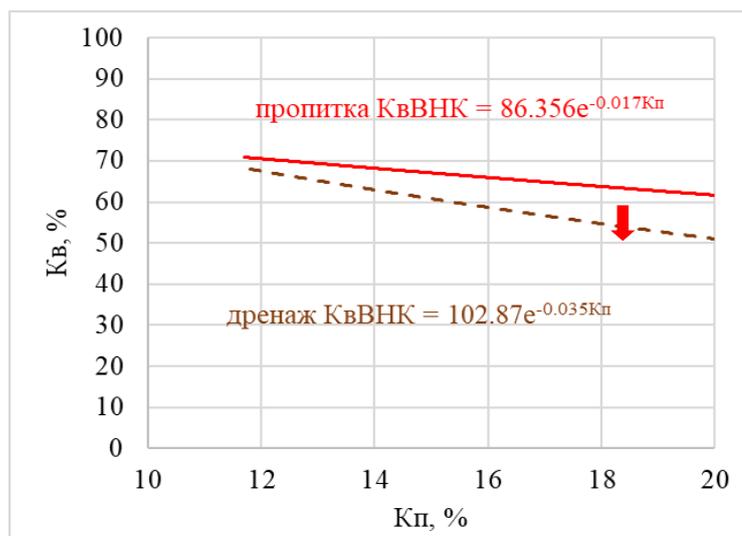


**Рис. 9.** Сравнение рассчитанных относительных фазовых проницаемостей с результатами фактических экспериментов:  
 а – впитывание  $K_{пр}=2,7$  мД, расчетный дренаж 3 мД;  
 б – впитывание  $K_{пр}=6,3$  мД, расчетный дренаж 6 мД;  
 в – впитывание  $K_{пр}=16,2$  мД, расчетный дренаж 16 мД

**Fig. 9.** Comparison of calculated relative phase permeabilities with the results of actual experiments:  
 а – absorption  $k=2.7$  mD, design drainage 3 mD;  
 б – absorption  $k=6.3$  mD, design drainage 6 mD;  
 в – absorption  $k=16.2$  mD, design drainage 16 mD

По смещенным графикам ОФП в сторону меньших значений  $K_v$  были определены критические водонасыщенности на водонефтяном контакте в условиях формирования залежи и

с учетом смачиваемости коллекторов, которые оказались ниже получаемых по ОФП на режиме пропитки примерно на восемь абсолютных процентов (рис. 10).



**Рис. 10.** Корректировка критических водонасыщенностей с учетом расчетных ОФП

**Fig. 10.** Correction of critical water saturations considering calculated RPPs

Скорректированная зависимость  $K_v$  на водонефтяной контакт (дренаж) определяется уравнением:

$$K_v^{ВНК} = 102,87 \cdot e^{-0,035K_n}, \quad (10)$$

Пересчет скорректированных  $K_v$  на ВНК в критические сопротивления по известным зависимостям  $P_{пн} = f(K_n)$ ,  $P_{пн} = f(K_v)$  позволил изменить (увеличить) критические сопротивления для границы «вода–нефть», что устранило наблюдаемые противоречия с результатами испытаний (рис. 11).

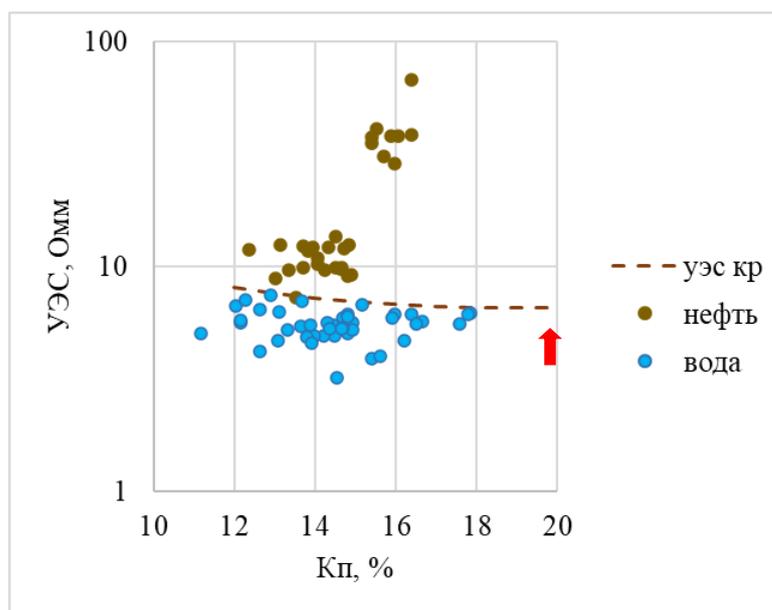


Рис. 11. Корректировка критических сопротивлений с учетом расчетных ОФП

Fig. 11. Correction of critical resistances considering calculated RPPs

### Выводы

Использование фациального анализа позволяет уточнить зависимости проницаемости между высоко- и низкодинамическими отложениями.

Анализ результатов определения смачиваемости образцов керна до экстракции методом Амотта–Харви показал, что изучаемые породы тюменской свиты характеризуются промежуточной смачиваемостью.

В связи с этим для таких коллекторов рекомендуется использовать следующий подход:

- корректировать зависимость  $P_n = f(K_v)$  с учетом УЭС по данным ГИС

и  $K_{во}$  по керну с восстановленной смачиваемостью;

- рассчитывать ОФП в условиях дренирования с использованием зависимости  $P_n = f(K_v)$  и на этой основе корректировать значения критических водонасыщенностей и сопротивления.

Таким образом, примененный комплексный подход позволит получить более достоверные величины параметров коллекторов по ГИС, повысить детальность и достоверность геологических моделей. Позволит оценивать наиболее перспективные зоны для бурения новых скважин и улучшить прогноз продуктивности.

**Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Список источников**

1. *Боронин П.А., Москаленко Н.Ю., Аскерова Д.Э., Персидская А.Н.* Типизация разреза тюменской свиты по фаціальным условиям осадконакопления // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2021. № 4(305). С. 21–32. [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2021-4\(305\)-21-32](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2021-4(305)-21-32)
2. Фации (геологические осадочные) // Геологический словарь: В 2 т. / Под ред. К.Н. Паффенгольца, Л.И. Боровикова, А.И. Жамойда и др. М.: Недра, 1973. Т. 2. С. 351–352.
3. *Гильманов Я.И.* Повышение достоверности определения подсчетных параметров сложно-построенных коллекторов на основе литолого-фаціального анализа по данным ГИС: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 2003. 23 с.
4. *Муромцев В.С.* Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
5. *Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю.* Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. М.: Недра, 1993. 176 с.
6. *Исакова Т.Г., Персидская А.С., Хотылев О.В.* и др. Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 2. С. 172–185. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>
7. *Дорогиницкая Л.М., Дергачева Т.Н., Анашкин А.Р.* и др. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС. Томск: STT, 2007. 278 с.
8. *Бата Л.К.* Методика определения коэффициента нефтенасыщенности гидрофобных коллекторов и диагностические критерии их выделения на нефтяных месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2022. 25 с.
9. *Дьяконова Т.Ф., Терентьев В.Ю., Саитгараев А.Д.* и др. Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений компаний ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология и недропользование. 2021. № 2(2). С. 60–75.
10. *Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П., Моторова К.А., Сечина Л.С.* Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа // Нефтяное хозяйство. 2016. № 7. С. 80–85.
11. *Зубков М.Ю., Сотникова Г.П., Прямоносова И.А.* и др. Некоторые причины гидрофобизации коллекторов: Депонированная рукопись ВНИИОЭНГ, № 1870-НГ от 30.05.1990. 17 с.
12. *МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И.* Лабораторные исследования кернa: гид по лучшим практикам / Пер. с англ. И.Н. Иванова; под ред. М.А. Тугаровой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.
13. *Тульбович Б.И.* Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1979. 199 с.

14. *Anderson W.G.* Wettability literature survey – Part 2: Wettability measurement // *Journal of Petroleum Technology*. 1986. Vol. 38, No. 11. P. 1246–1262. <https://doi.org/10.2118/13933-PA>

15. *Леонтьев Е.И., Дорогиницкая Л.М., Кузнецов Г.С., Малыхин А.Я.* Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. М.: Недра, 1974. 239 с.

#### **Информация об авторах**

*Павел Александрович Боронин* – главный специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия; SPIN-код: 2207-2280, <https://orcid.org/0009-0006-2551-7657>; e-mail: [Pavel.Boronin@lukoil.com](mailto:Pavel.Boronin@lukoil.com)

*Ксения Яновна Гильманова* – геолог 2-й категории, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия; аспирант, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 2481-2970, <https://orcid.org/0009-0009-1188-9865>; e-mail: [Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

**Поступила в редакцию 19.12.2023**

## NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art1>

# An integrated approach to the substantiation of the boundary values and the assessment of the character of saturation in the deposits of the Tyumen formation

P.A. Boronin<sup>1</sup>, K.Ya. Gilmanova<sup>1,2</sup> ✉

1 – KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

2 – Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**Abstract.** *Background.* The Tyumen formation is characterized by the complexity of the structure of deposits and consists of the sediments of different facies groups. To build hydrodynamic models, improve the development system and identify prospective zones, the conditions of sedimentation must be taken into account. *Objective.* Increasing the reliability of reservoir permeability assessment and clarifying critical resistivities when assessing the nature of saturation, which requires new approaches to petrophysical modeling. *Materials and methods.* The work uses the results of core studies and interpretation of well-logging data for the JV2 formation considering the facies. *Results.* The wettability of extracted and nonextracted samples is studied, the dependence of the saturation parameter on the water saturation coefficient is corrected taking into account the wettability of reservoirs, and the relative phase permeabilities are calculated for drainage conditions in the “oil–water” system. *Conclusions.* An integrated approach makes it possible to clarify the values of permeability, critical resistivities and oil and gas saturation of reservoirs, which can be used to identify prospecting zones when drilling new wells.

**Keywords:** facies, permeability coefficient, lithology, hydrodynamic activity, high-dynamic deposits, low-dynamic deposits, wettability, relative phase permeabilities, saturation parameter, critical resistances

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Boronin P.A., Gilmanova K.Ya. An integrated approach to the substantiation of the boundary values and the assessment of the character of saturation in the deposits of the Tyumen formation. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 3–20. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art1>

---

✉ Kseniya Ya. Gilmanova, e-mail: [Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

© Boronin P.A., Gilmanova K.Ya., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

### References

1. Boronin P.A., Moskalenko N.Yu., Askerova D.E., Persidskaya A.N. Typification of section of Tyumen formation according to facies conditions of sedimentation. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2021. No. 4. P. 21–32. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2021-4\(305\)-21-32](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2021-4(305)-21-32)
2. Facies (geological sedimentary). In: Paffenholtz K.N., Borovikov L.I., Zhamoid A.I. et al., eds. *Geological Dictionary*. Vol. 2. Moscow: Nedra, 1973. P. 351–352. (In Russ.).
3. Gilmanov Ya.I. Increasing the reliability of determining the calculation parameters of complex reservoirs based on lithological and facies analysis according to GIS data. Cand. Sci. diss. abstr. Tyumen, 2003. 23 p. (In Russ.).
4. Muromtsev V.S. *Electrometric Geology of Sand Bodies of Lithological Oil and Gas Traps*. Leningrad: Nedra, 1984. 260 p. (In Russ.).
5. Izotova T.S., Denisov S.B., Vendelshtein B.Yu. *Sedimentological Analysis of Field Geophysics Data*. Moscow: Nedra, 1993. 176 p. (In Russ.).
6. Isakova T.G., Persidskaya A.S., Khotylev O.V. et al. Typification of the deposits of the Tyumen formation according to the degree of hydrodynamic conditions of sedimentation to create a petrophysical model and differentiated interpretation of well log data. *Georesursy*. 2022. Vol. 24, No. 2. P. 172–185. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>
7. Doroginitskaya L.M., Dergacheva T.N., Anashkin A.R. et al. *Quantitative Estimation of Production Characteristics of Oil and Gas Collectors on Petrophysical Data and GIS Materials*. Tomsk: STT, 2007. 278 p. (In Russ.).
8. Bata L.K. Methodology for determining the oil saturation coefficient of hydrophobic reservoirs and diagnostic criteria for their identification in oil fields of the Timan-Pechora oil and gas province. Cand. Sci. diss. abstr. Moscow, 2022. 25 p. (In Russ.).
9. Diakonova T.F., Terentyev V.Yu., Saetgaraev A.D. et al. Temporary guidelines for determining the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs when calculating the oil and gas reserves of the fields of PJSC LUKOIL in the Timan-Pechora oil and gas province. *Geology and Subsoil Use*. 2021. No. 2(2). P. 60–75. (In Russ.).
10. Mikhailov N.N., Gurbatova I.P., Motorova K.A., Sechina L.S. New representations of wettability of oil and gas reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 7. P. 80–85. (In Russ.).
11. Zubkov M.Yu., Sotnikova G.P., Pryamnosova I.A. et al. Some causes for the hydrophobization of reservoirs. Deposited paper No. 1870-NG, VNIOENG, 30.05.1990. 17 p. (In Russ.).
12. McPhee K., Reed J., Zubizaretta I. *Core Analysis: A Best Practice Guide*. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
13. Tulbovich B.I. *Methods for Studying Oil and Gas Reservoir Rocks*. Moscow: Nedra, 1979. 199 p. (In Russ.).
14. Anderson W.G. Wettability literature survey – Part 2: Wettability measurement. *Journal of Petroleum Technology*. 1986. Vol. 38, No. 11. P. 1246–1262. <https://doi.org/10.2118/13933-PA>

15. Leontyev E.I., Doroginitskaya M.T., Kuznetsov G.S. et al. *Study of Oil and Gas Reservoirs in Western Siberia Using Geophysical Methods*. Moscow: Nedra, 1974. 239 p. (In Russ.).

***Information about the authors***

*Pavel A. Boronin* – Chief Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-2551-7657>; e-mail: [Pavel.Boronin@lukoil.com](mailto:Pavel.Boronin@lukoil.com)

*Kseniya Ya. Gilmanova* – Second Category Geologist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia; Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-1188-9865>; e-mail: [Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

**Received 19.12.2023**

## НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 552.086:552.122:553.087

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art2>

### Эффективность имидж-анализа гранулометрического состава петрографических шлифов при исследовании терригенных пород-коллекторов

Д.А. Пушкарева ✉

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* Имидж-анализ гранулометрического состава петрографических шлифов является эффективным методом, дополняющим петрографический и седиментационно-ситовой анализы пород-коллекторов. Однако из-за несовершенных особенностей распознавания изображения и специфики строения горных пород применение метода имеет ряд ограничений. *Цель работы.* Показать эффективность применения имидж-анализа на примере нескольких групп терригенных пород, отличающихся структурными и минералогическими параметрами. *Материалы и методы.* Исследование проводилось на оптическом микроскопе с анализатором петрографических исследований «КЕРН С7». *Результаты.* В работе обозначена область применения и основные ограничения имидж-анализа, а также обоснована необходимость ручной корректировки изображения для отдельных типов пород и избирательного контроля полученных результатов лабораторными методами исследования. *Выводы.* Результаты работы позволят подобрать рациональный и эффективный комплекс для лабораторного анализа пород-коллекторов в зависимости от их литологических особенностей.

**Ключевые слова:** имидж-анализ, седиментационно-ситовой анализ, микроскопические исследования, прокрашенные петрографические шлифы, фракционный состав, грубозернистые породы, цементация пород-коллекторов

**Финансирование:** источники финансирования отсутствовали.

**Для цитирования:** Пушкарева Д.А. Эффективность имидж-анализа гранулометрического состава петрографических шлифов при исследовании терригенных пород-коллекторов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 21–36. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art2>

---

✉ Пушкарева Дарья Андреевна, e-mail: [D\\_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru](mailto:D_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru)

© Пушкарева Д.А., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

## Введение

Одной из основных задач при исследовании пород-коллекторов является анализ факторов, определяющих морфологию пустотного пространства. Пустотное пространство контролируется седиментологическими (текстура, гранулометрический состав, сортировка, первичный цемент и др.) и эпигенетическими (аутигенное минералообразование, растворение, регенерация и др.) особенностями пород. Они анализируются с помощью петрографического, гранулометрического и рентгенофазового анализов, микрофотографии и других лабораторных методов исследования.

Упростить комплекс лабораторных исследований позволяет применение автоматизированного имидж-анализа прокрашенных петрографических шлифов [1]. В частности, это касается имидж-анализа гранулометрического состава, который позволяет выполнять автоматический подсчет фракционного состава, анализировать структурные характеристики минералов и обломков пород, содержание и строение цемента и т. д. [2]. Однако, при относительной простоте и удобстве использования, данный метод имеет ряд ограничений. Они связаны с минералогическими и структурными особенностями пород и несовершенными техническими параметрами микроскопа и программного обеспечения [3].

Цель данной работы заключается в обозначении границ применения имидж-анализа гранулометрического состава пород-коллекторов в зависимости от их структурных и минералогических особенностей. Работа базировалась на сравнении и анализе результатов измерения гранулометрического состава,

полученных различными методами в нескольких группах пород. Проанализированные данные позволили определить проблемные места имидж-анализа и дать рекомендации по корректному использованию полученных результатов.

## Подбор материала и методика исследования

В работе были исследованы более 500 образцов терригенных горных пород из нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа центральной части России и Восточной Сибири. Из образцов была сделана выборка, характеризующая породы-коллекторы различного типа: песчаники разномелкозернистые, гравийные пористые, песчаники средне-мелкозернистые пористые, песчаники мелкозернистые алевритовые пористые, алевриты песчаные пористые, алевриты песчаные с седиментогенным глинистым цементом, а также песчаники разномелкозернистые с аутигенным ангидритовым, доломитовым и кварцевым цементом.

Имидж-анализ гранулометрического состава выполнялся на экстрагированных и прокрашенных цветной смолой шлифах с помощью микроскопа и анализатора петрографических исследований ядра «КЕРН С7» программного комплекса «SIAMS Photolab». При анализе использовался следующий алгоритм: прокрашенный шлиф центрировался на столике микроскопа, задавалось увеличение ( $4\times$  или  $10\times$ , в зависимости от размера обломочного материала). На следующем этапе проводились последовательные снимки шлифа: один – в параллельных николях и десять – в скрещенных николях, отличающиеся поворотом столика микроскопа на  $10^\circ$  для фиксации полного оптического погасания обломков.

На прокрашенные участки шлифа автоматически накладывалась маска пор, отделяющая поровое пространство от породы. Оставшаяся часть изображения анализировалась для выделения контуров обломков и цемента с помощью алгоритмов программного обеспечения. При необходимости в предварительные результаты анализа вносилась ручная корректировка контуров зерен и цемента, редактировались критерии их распознавания, накладывались фильтры для лучшего распознавания обломочной и цементирующей масс и т. д. Результаты имидж-анализа были представлены в виде гистограмм распределения фракционного состава с коэффициентами сортировки по Траску (St) и медианным диаметром зерен (Md) [4].

Имидж-анализ соотносился с лабораторными методами исследования, в первую очередь – с комбинированным седиментационно-ситовым методом анализа гранулометрического состава. Седиментационно-ситовой анализ проводился на навеске образца массой 50 г, согласно ГОСТ 12536-2014 «Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава», и по необходимости дополнялся предварительной экстракцией, обессоливанием и обработкой 5%-й соляной кислотой. Исследование образцов с глинистым цементом дополнялось результатами рентгенофазового анализа, проводимого на рентгеновском дифрактометре ARL X'TRA согласно ГОСТ 21216-2014 «Сырье глинистое. Методы испытаний» [5]. Седиментационно-ситовой анализ и рентгенофазовый анализы выполнялись сотрудниками лаборатории комплексных исследований ядерного материала ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Для достоверности и схождения результатов сколы и навески для

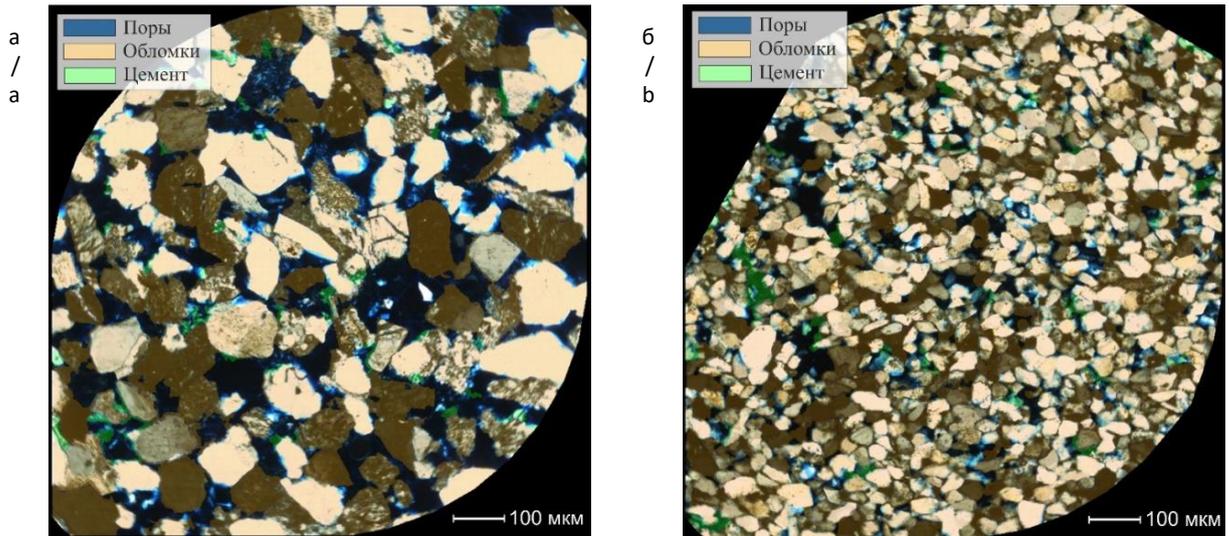
петрографического, гранулометрического и рентгенофазового анализов отбирались максимально близко друг к другу.

### Результаты анализа

Наиболее достоверные результаты имидж-анализа гранулометрического состава были установлены для песчаников средне-мелкозернистых, песчаников мелкозернистых и алевролитов песчаных пористых с цементом различного состава содержанием не более 5–7%. В данных типах пород размер и степень сортировки обломков, определенные имидж-анализом, во многом соответствуют результатам подсчета, определенным седиментационно-ситовым методом (рис. 1, 2).

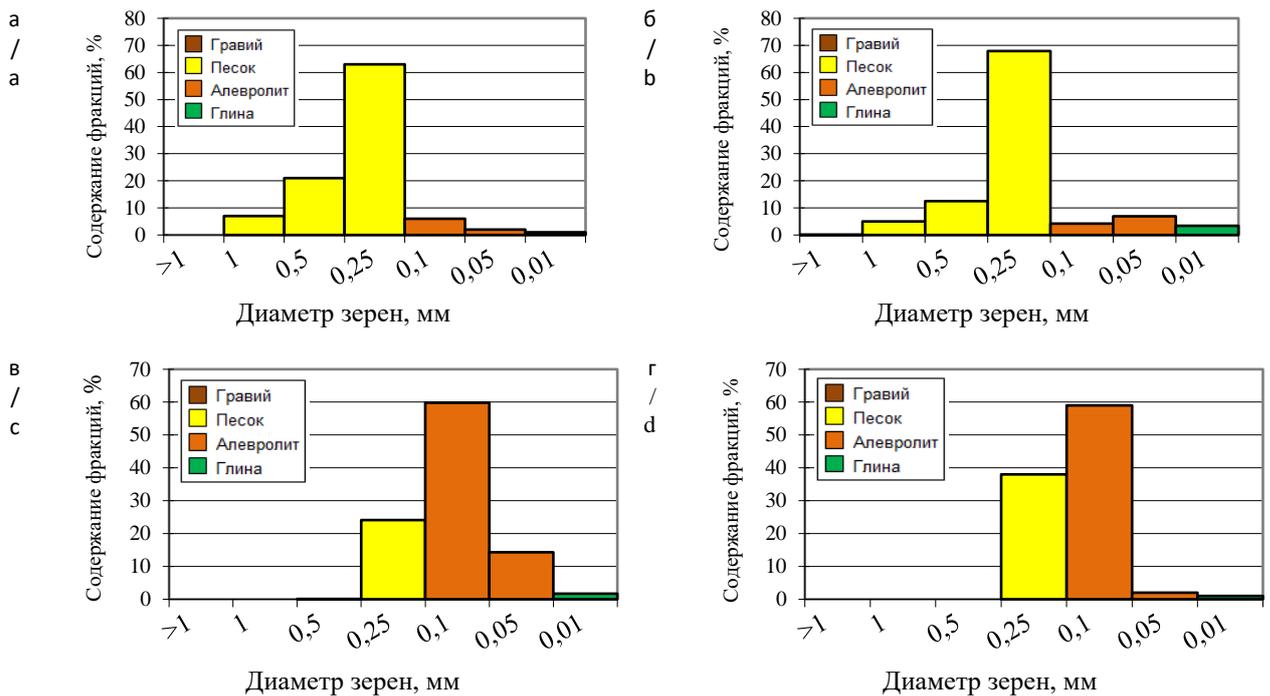
При этом качество автоматизированного подсчета определяется составом песчаника: при наличии большого количества обломков пород и измененных полевых шпатов происходит их неверное распознавание как цементирующей глинистой массы. Данная ошибка требует ручной корректировки изображения, за счет чего при прочих равных распознавание фракционного состава кварцевого песчаника проходит в несколько раз быстрее, чем, например, грауваккового.

При значительном увеличении зернистости песчаника имидж-анализ становится неэффективным сразу по нескольким причинам. Во-первых, результаты имидж-анализа в крупнозернистых и гравийных песчаниках часто отличаются в пределах одного шлифа в зависимости от точки проводимого анализа. Это связано со спецификой накопления крупнозернистых обломков в осадке – плохой сортировкой, градацией материала и др. В результате из-за большого размера зерен и ограниченной площади анализируемой зоны не удается получить представительное изображение шлифа для исследования.



**Рис. 1.** Образцы песчаника алевритового и алевролита песчанистого мезомиктового состава хорошей сортировки с незначительным содержанием глинистого цемента:  
а – песчаник мелкозернистый алевритовый; б – алевролит песчанистый

**Fig. 1.** Samples of well-sorted silty sandstone and sandy siltstone with a mesomictic composition and small amount of clay cement: a – fine-grained silty sandstone; b – sandy siltstone



**Рис. 2.** Фракционный состав образцов песчаника алевритового и алевролита песчанистого с незначительным содержанием глинистого цемента: а – имидж-анализ песчаника алевритового (St – 1,7; Md – 169 мкм); б – седиментационно-ситовой анализ навески песчаника алевритового (St – 1,4; Md – 150 мкм); в – имидж-анализ алевролита песчанистого (St – 1,2; Md – 81 мкм); г – седиментационно-ситовой анализ навески алевролита песчанистого (St – 1,3; Md – 72 мкм)

**Fig. 2.** Fractional composition of silty sandstone and sandy siltstone with a small amount of clay cement: a – image analysis of silty sandstone (St – 1.7; Md – 169 μm); b – sedimentation-sieve analysis of silty sandstone (St – 1.4; Md – 150 μm); c – image analysis of sandy siltstone (St – 1.2; Md – 81 μm); d – sedimentation-sieve analysis of sandy siltstone (St – 1.3; Md – 72 μm)

Во-вторых, из-за большого размера крупнозернистые и гравийные обломки не попадают полностью в пределы анализируемой площади микроскопа. Как следствие, их измерение проводится только по видимым контурам, что искажает медианный диаметр обломков в породе. Данные проблемы хорошо проиллюстрированы на образце гравелита песчаного с градиционно слоистой текстурой. На рис. 3а и 3б представлены две фотографии шлифа из данного образца, снятые в разных прослоях. Как видно при сравнении гистограмм (рис. 4а, 4б, 4в), имидж-анализ обоих изображений дает занижение медианного диаметра обломков. Достоверные результаты фракционного состава были установлены только по данным седиментационно-ситового анализа за счет усреднения навески исследуемого образца и возможности учитывать в подсчетах фактические размеры крупных обломков.

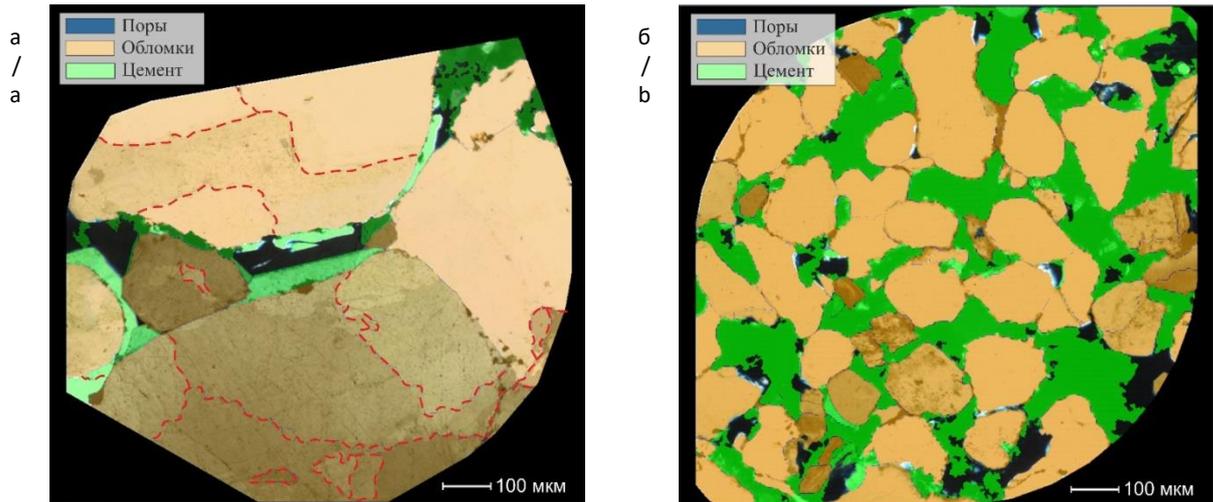
В-третьих, ошибки в анализе связаны с составом гравийных обломков. Крупнозернистая обломочная часть песчаников может быть представлена гранитоидами, микрокварцитами и другими типами пород, имеющими «сегментированное» строение. Например, на рис. 3а представлены обломки микрокварцитов, внутри которых красными пунктирными линиями обозначены контуры исходных преобразованных обломков кварца. В случае если сегменты обломка имеют одинаковые оптические свойства, он будет распознаваться как единое целое за счет равномерного погасания при вращении столика микроскопа. В противном случае обломок будет распознаваться как масса мелкозернистых обломков с плотными конформными контактами. Ручная

корректировка контуров обломка в таком случае становится проблематичной, что приводит к сильным погрешностям в измерении.

Имидж-анализ показывает хорошие результаты при исследовании цементированных пород, однако качество анализа во многом определяется составом и типом распределения цемента.

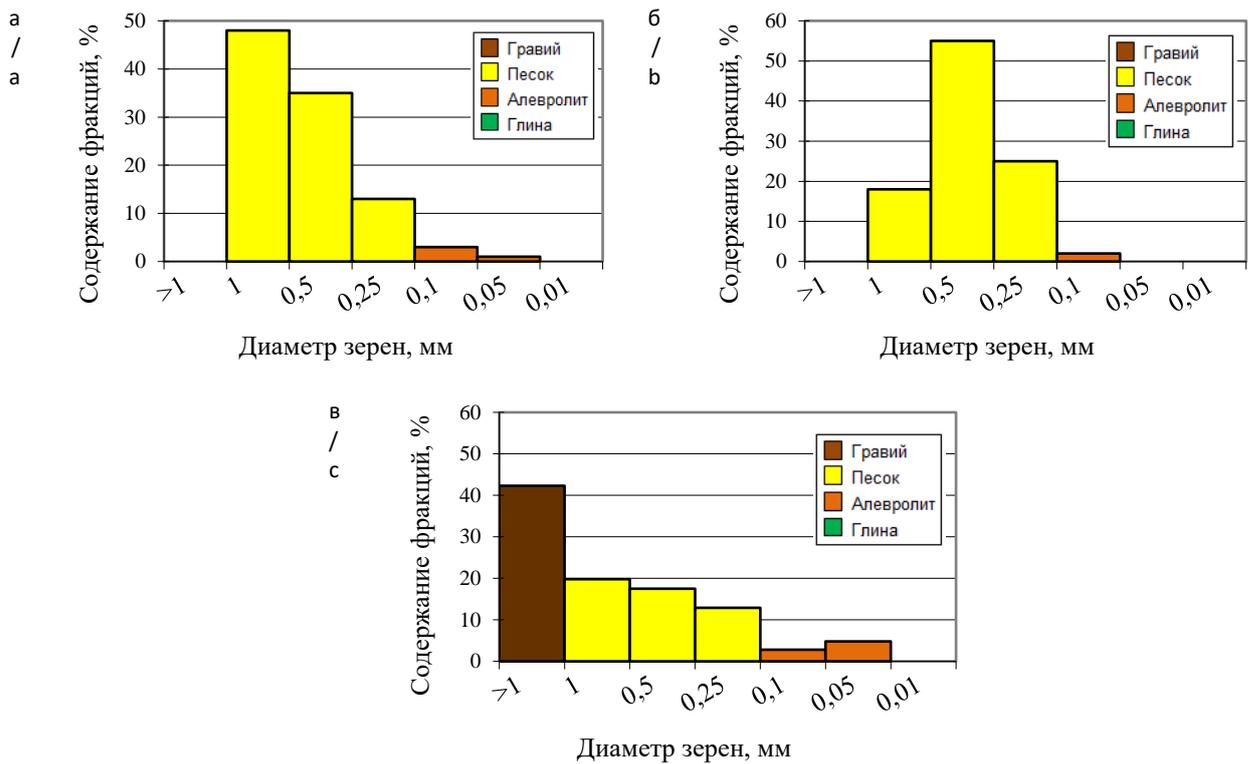
Проблемной категорией для имидж-анализа фракционного состава являются песчаники мелкозернистые и алевролиты с седиментогенным глинистым цементом. Оптические свойства некоторых мелких обломков пород и калиевых полевых шпатов, особенно вторично измененных, плохо распознаются микроскопом на фоне глинистого цемента. Проблема распознавания не решается при увеличении масштаба – контуры обломков и цемента приобретают размытую границу при низком рельефе зерна, что усложняет их автоматическое распознавание. Анализ такого типа пород почти всегда требует ручной корректировки контуров обломков и их искусственного «вынесения» из области цемента.

На рис. 5а, 6а представлены фотография шлифа и гистограмма имидж-анализа для алевролита песчаного с поровым глинистым цементом. Ручная корректировка изображения позволила выделить обломки алевролитовой фракции, ошибочно отнесенные к глинистому цементу (рис. 5б, 6б). Однако в глинистом цементе после корректировки все еще остается большая часть визуально трудноразличимых мелкоалевролитовых обломков. Они четко выделяются по данным седиментационно-ситового анализа (рис. 6в), что указывает на расхождения в подсчетах различными методами.



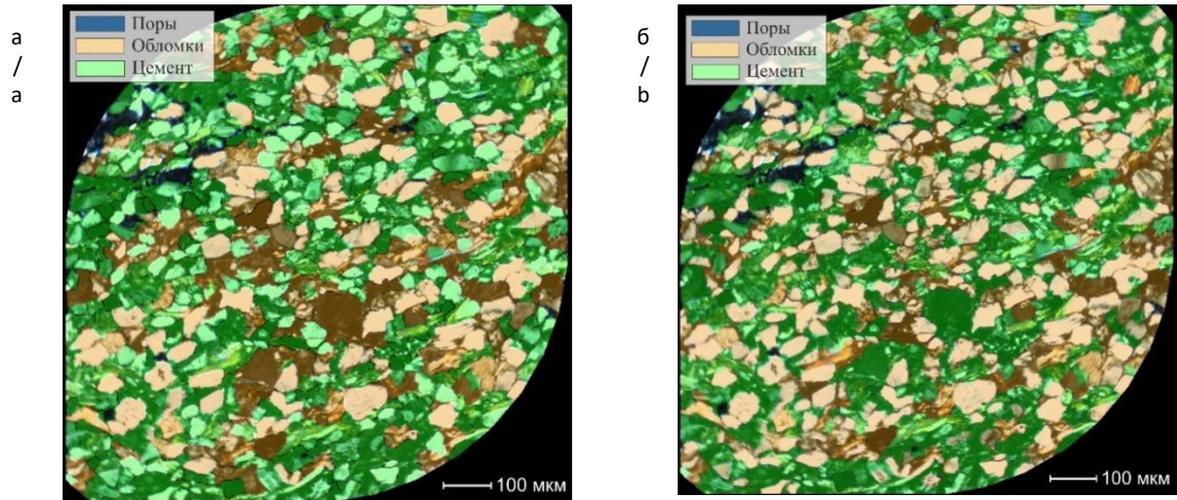
**Рис. 3.** Образец гравелита песчаного градационно слоистого плохой сортировки:  
 а – участок с преобладанием гравия; б – участок с преобладанием среднезернистого песчаника

**Fig. 3.** Sample of poorly sorted sandy gravelstone with gradational layering:  
 а – area with a predominance of gravel; б – area with a predominance of medium-grained sandstone



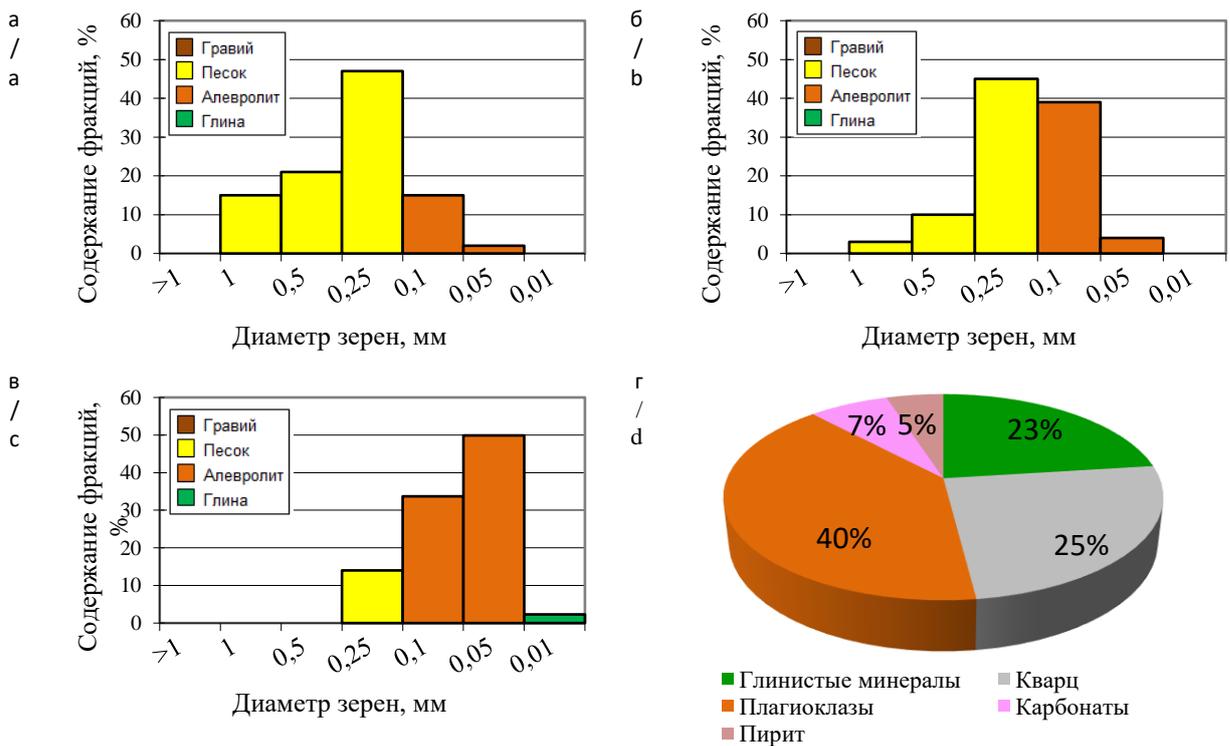
**Рис. 4.** Фракционный состав образца гравелита песчаного градационно слоистого плохой сортировки:  
 а – имидж-анализ гравелита на участке с преобладанием гравия (St – 6,3; Md – 332 мкм);  
 б – имидж-анализ гравелита на участке с преобладанием песчаника (St – 1,9; Md – 222 мкм);  
 в – седиментационно-ситовой анализ навески гравелита (St – 2,3; Md – 764 мкм)

**Fig. 4.** Fractional composition of poorly sorted sandy gravelstone with gradational layering:  
 а – image analysis of gravelstone in an area with a predominance of gravel (St – 6.3; Md – 332 μm);  
 б – image analysis of gravelstone in an area with a predominance of sandstone (St – 1.9; Md – 222 μm);  
 в – sedimentation-sieve analysis of gravelstone (St – 2.3; Md – 764 μm)



**Рис. 5.** Образец алевролита песчаного с глинистым цементом:  
а – без ручной корректировки изображения; б – с ручной корректировкой изображения

**Fig. 5.** Sample of sandy siltstone with clay cement:  
а – without manual image correction; б – with manual image correction



**Рис. 6.** Фракционный состав образца алевролита песчаного хорошей сортировки с поровым глинистым цементом: а – имидж-анализ алевролита (без ручной корректировки изображения) (St – 1,4; Md – 152 мкм); б – имидж-анализ алевролита (с ручной корректировкой изображения) (St – 1,3; Md – 98 мкм); в – седиментационно-ситовой анализ навески алевролита (St – 2,0; Md – 46 мкм); г – рентгенофазовый анализ навески алевролита

**Fig. 6.** Fractional composition of well-sorted sandy siltstone with pore clay cement: а – image analysis of siltstone (without manual image correction) (St – 1.4; Md – 152 μm); б – image analysis of siltstone (with manual image correction) (St – 1.3; Md – 98 μm); в – sedimentation-sieve analysis of siltstone (St – 2.0; Md – 46 μm); д – X-ray phase analysis of siltstone

Отдельно стоит остановиться на количестве глинистого цемента. На рис. 5б видно, что после корректировки цементирующая масса визуально занимает порядка 20–30% площади шлифа, в то время как по данным седиментационно-ситового анализа содержание глинистой фракции составляет 2–3% (см. рис. 6в), а по данным рентгенофазового анализа – 23% (рис. 6г). В данном случае наблюдается разница в структурном и минералогическом типах глинистости [6]. В подобных типах пород выполнение имидж-анализа может выступать в качестве контрольного метода для исследования глинистости в породе, особенно при отсутствии результатов рентгенофазового анализа как более сложного и дорогостоящего метода.

По сравнению с глинистым, карбонатный и ангидритовый цемент гораздо лучше поддаются имидж-анализу. Эффективное распознавание фракционного состава песчаников с карбонатным цементом происходит за счет оптической контрастности и часто ясно-кристаллического строения кальцита и доломита, отличающихся от породообразующих обломков. Это делает имидж-анализ эффективным и быстрым дополнением к седиментационно-ситовому анализу и частично заменяет определение общей карбонатности в породе.

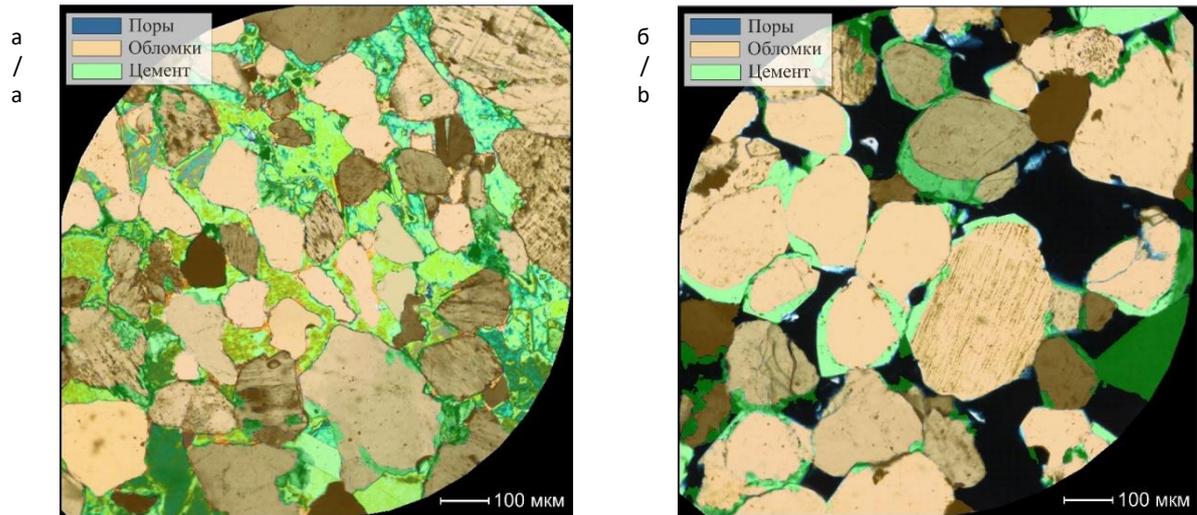
В отличие от карбонатного, ангидритовый цемент не поддается полной отмывке или растворению в соляной кислоте при проведении седиментационно-ситового анализа. Остатки цемента на зернах приводят к завышению медианного диаметра, поэтому фракционный состав ангидритизированных песчаников корректнее устанавливается с помощью имидж-анализа.

На рис. 7а, 8а представлены образец и гистограмма имидж-анализа песчаника средне-мелкозернистого средней сортировки

с крупнокристаллическим ангидритовым цементом пойкилитового типа. На рис. 8б показано, что навеска данного образца по результатам седиментационно-ситового анализа представлена песчаником, медианный диаметр которого в два раза больше визуально наблюдаемых значений. В данном случае имидж-анализ позволяет легко и без ручной корректировки распознать контрастно выделяющийся ангидритовый цемент на фоне серой обломочной массы и получить корректный фракционный состав породы.

Сложной для распознавания категорией являются песчаники с регенерационным кварцевым и полевошпатовым цементом. В процессе регенерации обломок стремится воссоздать исходные грани кристалла и приобретает по контуру кайму аналогичного состава и оптической ориентировки. Это создает проблемы не только при седиментационно-ситовом, но и при имидж-анализе. Из-за единой оптической ориентировки обломка и его каймы не происходит автоматическое разделение зерна на непосредственно обломок и цемент. В данном случае имидж-анализ требует обязательной ручной корректировки изображения, чтобы не завышать диаметры фракций и не занижать содержание цемента.

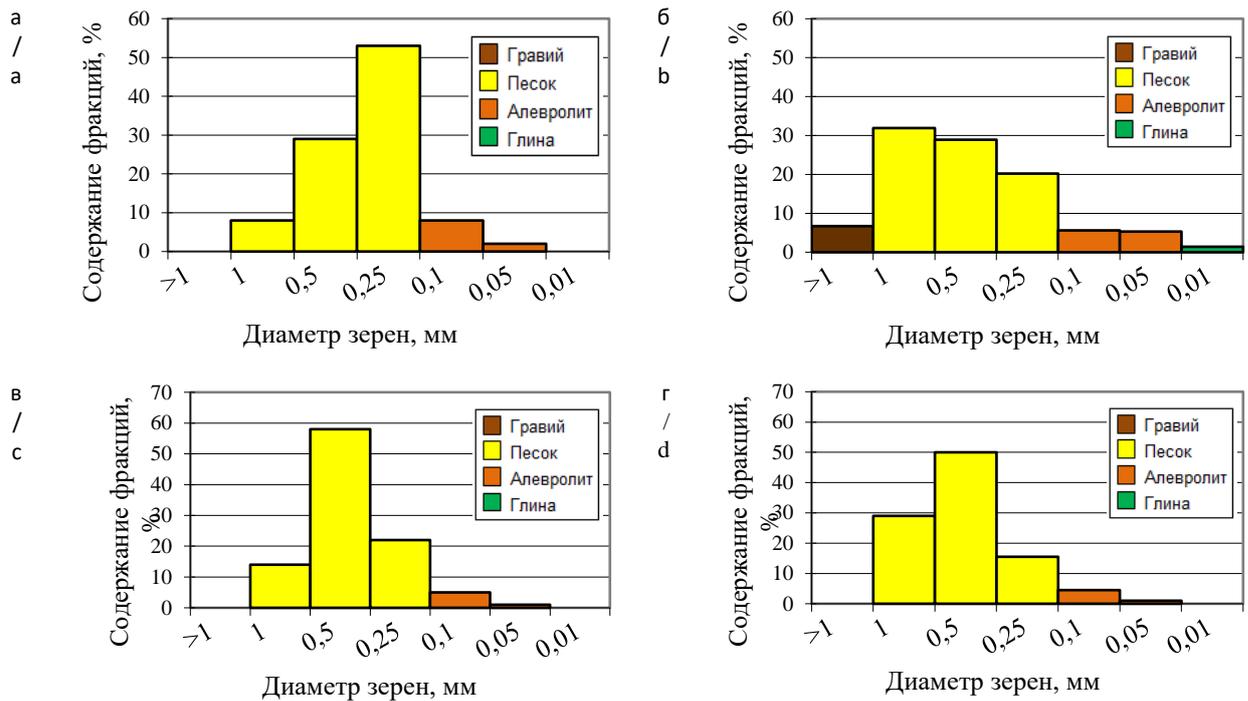
На рис. 7б приведена фотография шлифа песчаника с регенерационным кварцевым цементом с выполненной ручной корректировкой – разделением обломков на исходное зерно и регенерационный цемент. Согласно имидж-анализу (рис. 8в), после корректировки данную породу можно отнести к мелко-среднезернистому песчанику с кварцевым цементом. Результаты имидж-анализа до ручной корректировки (рис. 8г) показывают, что без выделения цемента порода была автоматически отнесена к песчанику крупно-средне-зернистому.



**Рис. 7.** Образцы песчаников: а – с пойкилитовым ангидритовым цементом; б – с регенерационным кварцевым цементом (с ручной корректировкой изображения)

**Fig. 7.** Sandstone samples with anhydrite and quartz cement:

a – with poikilitic anhydrite cement; b – with regeneration quartz cement (with manual image correction)



**Рис. 8.** Фракционный состав образцов песчаников с ангидритовым и кварцевым цементом: а – имидж-анализ песчаника с ангидритовым цементом (St – 2,5; Md – 188 мкм); б – седиментационно-ситовой анализ песчаника с ангидритовым цементом (St – 1,9; Md – 380 мкм); в – имидж-анализ песчаника с кварцевым цементом (с ручной корректировкой изображения) (St – 2,9; Md – 245 мкм); г – имидж-анализ песчаника с кварцевым цементом (без ручной корректировки изображения) (St – 1,9; Md – 258 мкм)

**Fig. 8.** Fractional composition of sandstones with anhydrite and quartz cement: a – image analysis of sandstone with anhydrite cement (St – 2.5; Md – 188 μm); b – sedimentation-sieve analysis of sandstone with anhydrite cement (St – 1.9; Md – 380 μm); c – image analysis of sandstone with quartz cement (with manual image correction) (St – 2.9; Md – 245 μm); d – image analysis of sandstone with quartz cement (without manual image correction) (St – 1.9; Md – 258 μm)

### **Обсуждение результатов и рекомендации**

Имидж-анализ гранулометрического состава песчаников средне-мелкозернистых и алевролитов песчаных показывает хорошую сходимость с результатами седиментационно-ситового анализа в случае хорошей и средней сортировки пород (коэффициент Траска до 2,0). При плохой сортировке результаты подсчетов могут не совпадать, так как при седиментационно-ситовом методе исследуется усредненная навеска породы, а при имидж-анализе – ее точечный микроснимок. Для достоверности при исследовании пористых мелкозернистых пород с плохой сортировкой рекомендуется делать несколько снимков из разных участков шлифа и соотносить их с результатами седиментационно-ситового анализа.

Имидж-анализ крупнозернистых фракций не является эффективным методом исследования из-за большого диаметра обломков, которые не захватываются объективом микроскопа [7]. На данный момент проблему нельзя решить сшивкой нескольких фотографий шлифа, поскольку для замера необходимо вращение столика микроскопа с фиксацией серии снимков. Опыт исследований показывает, что принципиальные расхождения в результатах начинаются при медианном диаметре обломочной части свыше 0,4–0,5 мм, причем это значение меньше для плохо сортированных разностей. Поэтому имидж-анализ крупнозернистых песчаников рекомендуется делать с несколькими замерами в разных точках шлифа, а исследование гравийных песчаников проводить седиментационно-ситовым методом.

Качество имидж-анализа определяется не только структурными особенностями, но и составом породообразующей части и

цемента. Распознавание обломочной и цементирующей частей намного эффективнее для чистых кварцевых песчаников и усложняется при появлении обломков смешанного состава и полевых шпатов. Для пород аркозовой и граувакковой групп рекомендуется дополнительный контроль изображения с ручным выделением обломочной части из цемента. Особенно важна ручная корректировка для алевролитов граувакково-аркозовых с чешуйчато-волокнуистым глинистым цементом, в которых обломочная масса сливается с цементирующей. В таких породах требуется соотносить результаты имидж-анализа с седиментационно-ситовым и рентгенофазовым методами, обращая внимание на разницу в структурном и минералогическом типах глинистости.

Состав глинистой массы почти не влияет на качество распознавания изображения, за исключением хорошо окристаллизованного аутигенного каолинита. Он часто встречается в выщелоченных полевошпат-кварцевых песчаниках в виде сгруппированных «стопок», за счет чего легко распознается на фоне обломочной массы. При этом разрешающей способности микроскопа часто не хватает для выделения мелких пор в пределах каолинитового цемента, что может вносить погрешность в общие подсчеты.

Имидж-анализ песчаников с регенерационным цементом всегда требует ручной корректировки изображения с выделением каемок. Однако, по сравнению с другими методами исследования, после ручной корректировки имидж-анализ позволяет определить содержание новообразованного кварцевого цемента, а также установить исходные и приобретенные параметры зерен (фактор удлинения, компактности, изрезанности и т. д.) [8].

При наличии в песчаниках карбонатного цемента седиментационно-ситовой анализ взаимозаменяем имидж-анализом, в то время как наличие плохо растворимого ангидрита приводит к расхождению в результатах. Даже при наличии спорадически развитого ангидрита рекомендуется использовать имидж-анализ, поскольку неполное удаление цемента приводит к завышению медианного диаметра зерен в навеске. Соответственно, чем больше содержание ангидрита в породе, тем менее эффективно применение седиментационно-ситового анализа.

Примером эффективного применения имидж-анализа может служить Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, продуктивные пласты которого представлены плохо сортированными градационными разномерными песчаниками и песчаными гравелитами с неравномерно развитым кварцевым, ангидритовым, доломитовым и реже – глинистым цементом [9, 10]. Смещение первичных особенностей и вторичных изменений пород требуют применения разных методов исследования, а также контроля и соотнесения полученных результатов для каждого отдельного литотипа.

В целом имидж-анализ может эффективно применяться на хорошо исследованных объектах с коллекторами однородного строения. Например, он может заменять седиментационно-ситовой метод при изучении большого количества образцов хорошо сортированных кварцевых песчаников из коллекторов подземных хранилищ газа. В то же время имидж-анализ малоэффективен при изучении мелкозернистых аркозово-граувакковых

песчаников и алевролитов с глинистым цементом, например, мелководно-шельфового генезиса («рябчик» и другие типы текстур).

Приведенные в работе группы пород, в которых результаты имидж-анализа совпадают с результатами седиментационно-ситового анализа, предложено рассмотреть в качестве контрольных групп для обучения нейросетей при распознавании гранулометрического состава пород по петрографическим шлифам [11, 12]. Полученные результаты также могут найти свое применение при создании цифровых моделей ядра [13].

### **Заключение**

Имидж-анализ показал себя эффективным методом исследования, который может автоматизировать, дополнять и корректировать результаты петрографического и седиментационно-ситового анализов. Метод может успешно применяться на хорошо исследованных объектах с коллекторами однородного строения и хорошей сортировки. Однако он менее эффективен при изучении мелкозернистых пород сложного состава с различными типами цемента, что требует привлечения дополнительных методов исследования.

Результаты данной работы позволят сформировать эффективный комплекс для лабораторного исследования терригенных коллекторов в зависимости от их состава и структурных особенностей. Полученные результаты могут найти свое применение при создании цифровых моделей ядра и работе с нейросетями.

**Конфликт интересов**

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

**Список источников**

1. *Идрисова С.А., Тугарова М.А., Стремичев Е.В., Белозеров Б.В.* Цифровой керн. Комплексирование данных петрографических исследований карбонатных пород с результатами изучения керна // *ПРОнефть. Профессионально о нефти.* 2018. № 2(8). С. 36–41. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-36-41>
2. *Bukharev A.Y., Budennyu S.A., Pachezhertsev A.A. et al.* Automatic analysis of petrographic thin section images of sandstone // *ECMOR XVI – 16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Barcelona, Spain, 3–6 September 2018.* <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802177>
3. *Асташкин Д.А.* Особенности определения гранулометрического состава пород различными методами // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* 2010. № 5. С. 78–82.
4. *Шванов В.Н.* Песчаные породы и методы их изучения. Л.: Недра, 1969. 248 с.
5. *Михалкина О.Г.* Применение метода рентгеновской дифракции для исследования керна и техногенных продуктов // *Вести газовой науки.* 2016. № 4(28). С. 96–107.
6. *Михалкина О.Г., Семенов Е.О., Пушкарева Д.А.* Особенности исследования глинистых минералов пород-коллекторов // *Глины и глинистые минералы: Материалы докладов VI Российской Школы по глинистым минералам и IV Российского Совещания по глинам и глинистым минералам.* М.: Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, 2019. С. 143–144.
7. *Жуковская Е.А., Лоханова О.Д.* К вопросу о потенциале цифровизации петрографии осадочных терригенных пород // *Экзолит – 2020. Литологические школы России: годичное собрание (научные чтения), посвященное 215-летию основания Московского общества испытателей природы: Сб. науч. материалов.* М.: МАКС Пресс, 2020. С. 118–120.
8. *Федорцов И.В., Алиевский В.М., Гайдуков В.В. и др.* Автоматизация петрографического метода определения вещественного и гранулометрического состава породы // *Аналитика и контроль.* 2006. Т. 10, № 2. С. 144–151.
9. *Рыжов А.Е., Перунова Т.А., Орлов Д.М.* Структура порового пространства пород-коллекторов ботубинского горизонта Чайнинского месторождения // *Вести газовой науки.* 2011. № 1(6). С. 162–174.
10. *Чурикова И.В., Пылев Е.А., Семенов Е.О. и др.* Особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения // *Вести газовой науки.* 2019. № 4(41). С. 153–163.
11. *Liu H., Ren Y.-L., Li X. et al.* Rock thin-section analysis and identification based on artificial intelligent technique // *Petroleum Science.* 2022. Vol. 19, No. 4. P. 1605–1621. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.03.011>
12. *Rubo R.A., de Carvalho Carneiro C., Michelin M.F., Gioria R.D.S.* Digital petrography: Mineralogy and porosity identification using machine learning algorithms in petrographic thin section images // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2019. Vol. 183. P. 106382. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106382>

13. Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г. О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели керна // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 402–407. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.4.2>

**Информация об авторе**

*Дарья Андреевна Пушкарева* – к.г.-м.н., старший научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия; SPIN-код: 7141-3278, <https://orcid.org/0009-0000-0312-543X>; e-mail: D\_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru

**Поступила в редакцию 01.11.2023**

## NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art2>

# The effectiveness of granulometric composition image analysis in rock thin sections for the study of terrigenous reservoir rocks

D.A. Pushkareva ✉

Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

**Abstract.** *Background.* Image analysis of the granulometric composition in rock thin sections is an effective method that complements petrographic and sedimentation analyzes of reservoir rocks. However, due to imperfect research results and the specifics of rock structure, the application method has a number of limitations. *Objective.* The article shows the effectiveness of using image analysis for several groups of terrigenous rocks that differ in structural and mineral parameters. *Materials and methods.* The study was carried out using an optical microscope with the KERN S7 petrographic research analyzer. *Results.* The work outlines the scope and main limitations of image analysis. It also shows the need for manual adjustment of the image of certain types of rocks and control of the results using laboratory research methods. *Conclusions.* The results of the work will help to select a rational and effective complex for laboratory analysis of reservoir rocks, depending on their lithological features.

**Keywords:** image analysis, sedimentation analysis, microscopic studies, rock thin sections, granulometric composition, coarse-grained rocks, cementation of reservoir rocks

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Pushkareva D.A. The effectiveness of granulometric composition image analysis in rock thin sections for the study of terrigenous reservoir rocks. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 21–36. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art2>

---

✉ Daria A. Pushkareva, e-mail: [D\\_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru](mailto:D_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru)

© Pushkareva D.A., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

### References

1. Idrisova S.A., Tugarova M.A., Stremichev E.V., Belozarov B.V. Digital core. Integration of carbonate rocks thin section studies with results of routine core tests. *PROneft. Professionally about Oil*. 2018. No. 2(8). P. 36–41. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-36-41>
2. Bukharev A.Y., Budenny S.A., Pachezhertsev A.A. et al. Automatic analysis of petrographic thin section images of sandstone. In: *ECMOR XVI – 16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, Barcelona, Spain, 3–6 September 2018. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802177>
3. Astashkin D.A. Some aspects of defining granulometric composition of rocks by various methods. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2010. No. 5. P. 78–82. (In Russ.).
4. Shvanov V.N. *Sandy Rocks and Methods of Their Study*. Leningrad: Nedra, 1969. 248 p. (In Russ.).
5. Mikhalkina O.G. Application of the X-ray diffraction method for studying core and technogenic products. *Vesti gazovoy nauki*. 2016. No. 4(28). P. 96–107. (In Russ.).
6. Mikhalkina O.G., Semenov E.O., Pushkareva D.A. Peculiarities of studying the clay minerals of reservoir rocks. In: *Clays and Clay Minerals: Proceedings of the 6th Russian School on Clay Minerals and the 4th Russian Meeting on Clays and Clay Minerals*. Moscow: Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the RAS, 2019. P. 143–144. (In Russ.).
7. Zhukovskaya E.A., Lokhanova O.D. On the potential of digitalizing the petrography of sedimentary terrigenous rocks. In: *Exolith – 2020. Lithological Schools of Russia: Annual Meeting (Scientific Readings) Dedicated to the 215th Anniversary of the Moscow Society of Naturalists: Collected Papers*. Moscow: MAKS Press, 2020. P. 118–120. (In Russ.).
8. Alievskiy V.M., Gaidukov V.V., Yakovlev Yu.R. et al. Automation of petrographic method for identification of rock phase and granulometrical content. *Analytics and Control*. 2006. Vol. 10, No. 2. P. 144–151. (In Russ.).
9. Ryzhov A.E., Perunova T.A., Orlov D.M. Structure of the pore space of reservoir rocks of the Botuoba horizon of the Chayanda field. *Vesti gazovoy nauki*. 2011. No. 1(6). P. 162–174. (In Russ.).
10. Churikova I.V., Pylev Ye.A., Semenov Ye.O. et al. Distribution and properties of saline Vendian reservoirs belonging to Chayanda oil-gas-condensate field. *Vesti gazovoy nauki*. 2019. No. 4(41). P. 153–163. (In Russ.).
11. Liu H., Ren Y.-L., Li X. et al. Rock thin-section analysis and identification based on artificial intelligent technique. *Petroleum Science*. 2022. Vol. 19, No. 4. P. 1605–1621. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.03.011>
12. Rubo R.A., de Carvalho Carneiro C., Michelon M.F., Gioria R.D.S. Digital petrography: Mineralogy and porosity identification using machine learning algorithms in petrographic thin section images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 183. P. 106382. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106382>

13. Belozarov I.P., Gubaidullin M.G. Concept of technology for determining the permeability and porosity properties of terrigenous reservoirs on a digital rock sample model. *Journal of Mining Institute*. 2020. Vol. 244. P. 402–407. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.4.2>

***Information about the author***

*Daria A. Pushkareva* – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior Researcher, Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-0312-543X>; e-mail: [D\\_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru](mailto:D_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru)

**Received 01.11.2023**

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ МЕХАНИКИ И ФИЗИКИ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ**

Оригинальная статья

УДК 553.98

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art3>**Определение коэффициента нефтенасыщенности по Дахнову–Арчи с применением нового методического подхода при исследовании образцов керн****А.И. Неволин<sup>1,2</sup> ✉, И.С. Путилов<sup>2,3</sup>**

1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Когалым, Россия

2 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

3 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* Значительное влияние на результаты определения коэффициента нефтенасыщенности по Дахнову–Арчи оказывает предрасположенность породы к смачиванию водой (гидрофильность) или нефтью (гидрофобность). Карбонатные породы-коллекторы в большинстве случаев характеризуются сложным типом смачиваемости: гетерогенная (избирательная), смешанная или нейтральная смачиваемость. В совокупности поверхностные свойства таких пород можно определить термином «негидрофильная смачиваемость». Изучение пород с негидрофильной смачиваемостью стандартными методами исследований керн может приводить к последующим ошибкам в подсчете запасов нефти объемным методом. *Цель работы.* Исключить риски возникновения подобных ошибок с помощью настройки стандартных методов исследований, в частности метода центрифугирования, на результаты экспериментов в пластовых условиях. *Материалы и методы.* Капилляриметрический метод (метод полупроницаемой мембраны), метод центрифугирования, «старение» керн. *Результаты.* Приведены результаты исследований керн, необходимые для расчета коэффициента нефтенасыщенности для негидрофильных коллекторов с использованием данных удельного электрического сопротивления пласта по методике Дахнова–Арчи. Предложен методический подход по настройке метода центрифугирования на пластовые условия. *Выводы.* Используемый методический подход позволяет увеличить объем статистических данных и рассчитать адекватное значение коэффициента нефтенасыщенности по Дахнову–Арчи для негидрофильных коллекторов.

**Ключевые слова:** коэффициент нефтенасыщенности, метод центрифугирования, смачиваемость, керн

**Финансирование:** финансирование отсутствовало.

**Для цитирования:** Неволин А.И., Путилов И.С. Определение коэффициента нефтенасыщенности по Дахнову–Арчи с применением нового методического подхода при исследовании образцов керн // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 37–47. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art3>

---

✉ Неволин Антон Игоревич, e-mail: Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com

© Неволин А.И., Путилов И.С., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Введение

Одним из подсчетных параметров, необходимых для целей подсчета запасов нефти объемным методом, является коэффициент нефтенасыщенности ( $K_n$ ), который рассчитывается по следующей формуле:

$$K_n = 1 - K_{во}, \quad (1)$$

где  $K_{во}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности, д. ед.

В большинстве случаев  $K_{во}$  определяется по методике Дахнова–Арчи, применение которой предполагает использование результатов исследований ядра для построения петрофизических зависимостей параметра насыщенности ( $R_n$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_v$ ) и параметра пористости ( $R_p$ ) от коэффициента пористости ( $K_p$ ), а также результатов определения удельного электрического сопротивления (УЭС) пласта методами геофизических исследований скважин (ГИС). Построение зависимостей  $R_n$ – $K_v$  осуществляется с выводом степенного уравнения вида:

$$R_n = a/K_v^n, \quad (2)$$

где  $a$  – постоянная и, как правило, равна 1;  
 $R_n$  – параметр насыщенности, равный отношению УЭС образцов ядра при заданной водонасыщенности к УЭС полностью водонасыщенного образца;  
 $n$  – экспонента смачиваемости.

Значение экспоненты  $n$  зависит от предрасположенности породы к смачиванию водой или нефтью. Для неглинистых гидрофильных и слабогидрофобных коллекторов показатель  $n$  близок к 2, для

неглинистых гидрофобных коллекторов значение  $n > 2$  и может достигать 5<sup>1</sup>.

Наиболее распространенными стандартными лабораторными методами, на основании результатов которых производится построение зависимостей  $R_n$ – $K_v$ , являются капилляриметрический метод и метод центрифугирования, согласно ОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления». Суть методов сводится к вытеснению воды из образца ядра до значений остаточной водонасыщенности под воздействием избыточного давления с последующим построением зависимостей насыщенности от капиллярного давления ( $P_c$ ). Как правило, исследования указанными методами проводят в атмосферных условиях с использованием газа в качестве вытесняющей фазы. Для пород с негидрофильной смачиваемостью проведение исследований в атмосферных условиях может привести к ошибочным результатам [1, 2]. С целью исключения данных ошибок необходимо применение специальных методов исследований, которые направлены на восстановление исходной смачиваемости породы с моделированием пластовых условий. Прежде всего, это капилляриметрический метод с использованием индивидуальных кернодержателей и «старение» ядра.

<sup>1</sup> Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.

Эффективность указанных методов показана в ряде научных работ, опубликованных за последние несколько лет [3, 4]. Одним из недостатков данных методов является ограничение по количеству образцов керна, на которых одновременно можно провести исследования. Это связано с достаточно длительным временем проведения подобных экспериментов (до 4–6 месяцев) и особенностями лабораторного оборудования, на котором отсутствует возможность монтажа большой группы образцов.

**Цель данной работы** – настройка метода центрифугирования на результаты исследований керна в пластовых условиях («старение» керна). Результаты исследований в последующем комплексировуются между собой в единую зависимость  $R_n$ – $K_v$  и производится расчет  $K_n$ .

Это разделение можно описать с помощью линейно-дискриминантных функций (ЛДФ), которые имеют следующий вид:

$$Z_1 = 0,465 \times \lg K_{np} - 0,588 \times K_p + 2,361; \quad (3)$$

$$\text{Class} = 100\%; \quad R = 0,769; \quad \chi^2 = 43,923; \quad p < 0,05;$$

$$Z_2 = -2,013 \times \lg K_{np} + 0,456 \times K_p - 3,349; \quad (4)$$

$$\text{Class} = 89\%; \quad R = 0,813; \quad \chi^2 = 124,435; \quad p < 0,05,$$

где class – процент правильной классификации;

$R$  – коэффициент множественной корреляции;

$\chi$  – хи-квадрат;

$p$  – уровень статистической значимости.

Функция  $Z_1$  разделяет трещинный тип и трещинно-каверново-поровый тип. Функция  $Z_2$  разделяет трещинно-каверново-поровый тип и каверново-поровый тип. Результаты разделения образцов керна по типу пустотного пространства с помощью линейно-дискриминантного анализа представлены на рис. 1.

Объектом исследований являлись образцы керна карбонатных пород, сложенных вторичным микрозернистым сульфатизированным доломитом. Определялись фильтрационно-емкостные свойства образцов керна: коэффициент открытой пористости ( $K_p$ ), согласно ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением», и коэффициент абсолютной проницаемости ( $K_{пр}$ ) по газу, согласно ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации».

Всю выборку образцов керна объекта исследований (141 шт.) можно охарактеризовать тремя типами пустотного пространства:

- 1) каверново-поровый (90 шт.);
- 2) трещинно-каверново-поровый (27 шт.);
- 3) трещинный (24 шт.).

Для проведения лабораторных исследований отбирались образцы керна с ненарушенной структурой и фильтрационно-емкостными свойствами выше граничных значений. В результате было отобрано 26 образцов керна в диапазоне пористости от 6,20% до 16,84% и диапазоне  $K_{пр}$  по газу от 1,07 до 197,20 мД.

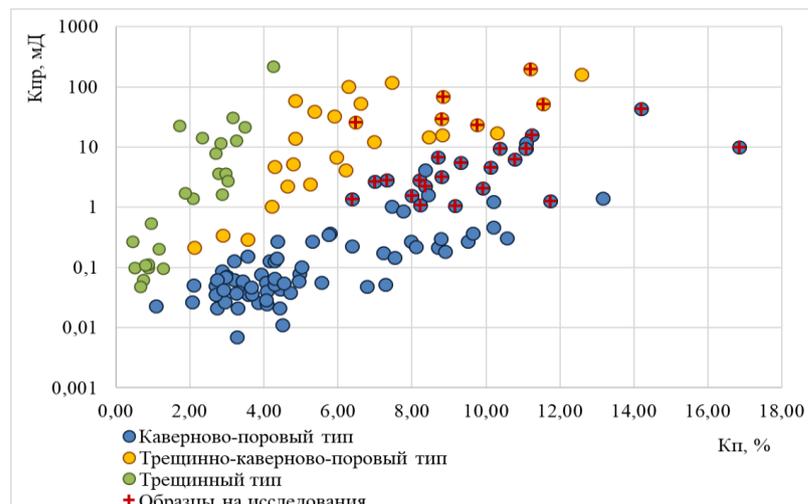


Рис. 1. Распределение образцов керн объекта исследований по типу пустотного пространства

Fig. 1. Distribution of core samples of the study object by type of void space

С целью оценки смачиваемости породы вместе с основной группой образцов были выбурены образцы-дублиры. Отбор образцов осуществлялся из 2 интервалов:

3833,20–3836,20 м и 3861,45–3866,85 м. Литолого-петрографическое описание породы по шлифам и керну приведено в табл. 1.

Табл. 1. Литолого-петрографическое описание породы

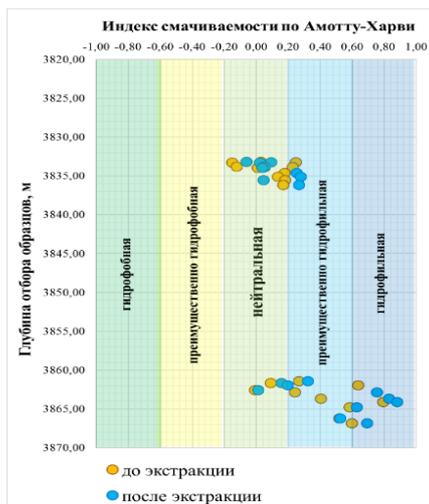
Table 1. Lithological and petrographic description of the rock

Интервал, м	Название породы	Пористость, %		Проницаемость, мкм <sup>2</sup> ×10 <sup>-3</sup>		Тип пустотного пространства	Структура	Текстура
		Ср. знач.	t-критерий Стьюдента p-value	Ср. знач.	t-критерий Стьюдента p-value			
3833,20–3836,20	Вторичный доломит микрозернистый, сульфатизированный, пористый	8,44	$\frac{-1,9082}{0,0724}$	6,77	$\frac{-0,5985}{0,5583}$	Трещинно-каверново-поровый/каверново-поровый тип	Микрозернистая/Тонко-микрозернистая	Трещиноватая/Каверново-пористая/Пористая
3861,45–3866,85		10,45		11,05		Каверново-поровый тип	В основном микрозернистая	Беспорядочная / Каверново-пористая/Пористая

Смачиваемость определялась методом Амотта–Харви до и после экстрагирования образцов керн в спирто-бензольной смеси [5, 6]. Индекс смачиваемости по Амотту–Харви изменяется от -1 (гидрофобная поверхность) до +1 (гидрофильная поверхность).

На рис. 2 и в данных табл. 2 видна значительная разница в характеристиках

смачиваемости породы в пределах изучаемых отложений в зависимости от интервала отбора керн, что подтверждается их сопоставлением по t-критерию Стьюдента. Для вышележащего интервала (3833,20–3836,20 м) образцы характеризуются в основном нейтральной и слабо гидрофильной смачиваемостью.



**Рис. 2.** Результаты определения индекса смачиваемости по Амотту–Харви в зависимости от глубины отбора образцов керн

**Fig. 2.** Results of determining the wettability index according to Amott–Harvey depending on the depth of core sampling

Ниже по разрезу (3861,45–3866,85 м) смачиваемость изменяется в достаточно широких пределах от нейтральной до гидрофильной. После экстрагирования происходит гидрофилизация породы, которая в большей степени проявляется для нижележащего интервала. Достаточно небольшое изменение значений индекса смачиваемости Амотта–Харви после экстракции не оказывает существенного влияния на характеристику смачиваемости породы в целом, однако даже такое изменение может значительно повлиять на определение удельного электрического сопротивления по образцам керн.

**Табл. 2.** Характеристика смачиваемости породы по Амотту–Харви

**Table 2.** Amott–Harvey characteristics of rock wettability

Глубина отбора образцов, м	Индекс смачиваемости до экстракции			t-критерий Стьюдента p-value	Индекс смачиваемости после экстракции			t-критерий Стьюдента p-value	Характеристика смачиваемости
	Мин.	Макс.	Средн.		Мин.	Макс.	Средн.		
3833,20–3836,20	-0,15	0,25	0,09	-3,4506 0,0029	-0,06	0,28	0,10	-3,8047 0,0013	нейтральная
3861,45–3866,85	-0,01	0,80	0,41		-0,01	0,88	0,50		преимущественно гидрофильная

Как следует из данных табл. 1, основное влияние на различия характеристик смачиваемости по каждому из интервалов отбора керн оказывает структура пустотного пространства породы, в частности, наличие трещиноватости по вышележащему интервалу.

**Описание методов исследований**

*Капилляриметрический метод (метод полупроницаемой мембраны)* основан на вытеснении воды из полностью водонасыщенных образцов керн газом в групповых капилляриметрах или нефтью в индивидуальных капилляриметрах.

В процессе эксперимента производится ступенчатое увеличение давления от 0,005 МПа до 1,2 МПа с замером текущей и остаточной водонасыщенности, а также УЭС.

*Метод центрифугирования* основан на вытеснении воды из полностью водонасыщенного образца керн в результате воздействия центробежных сил в камере центрифуги в системе «газ–вода» или «нефть–вода». Вытеснение воды из образца керн производится ступенчато на нескольких режимах вращения ротора центрифуги: от минимального до максимально возможного.

По одной из известных формул (Б.И. Тульбович, Forbes P.L.) производится расчет  $P_c$  [7, 8]. В данной работе диапазон  $P_c$  по центрифуге составлял от 0,006 МПа до 0,94 МПа. В зависимости от частоты вращения ротора центрифуги определяется текущая и остаточная водонасыщенность, производится замер УЭС.

«Старение» керна. Образцы керна с остаточной водонасыщенностью и начальной нефтенасыщенностью помещаются в специальные фильтрационные установки, где создаются пластовые условия объекта исследований. Периодически проводится фильтрация новой порции нефти через образец в прямом и обратном направлениях с перепадом давления, равным максимальному давлению по капилляриметрическому методу – 1,2 МПа. В качестве модели нефти важно использование проб реальной нефти объекта исследований, которая доводится до необходимой вязкости путем добавления керосина в качестве растворителя, в количестве не более 30%. Контроль процесса «старения» осуществляется до стабилизации УЭС в процессе проведения эксперимента. По окончании эксперимента повторно производится замер остаточной водонасыщенности и определяется УЭС при пластовых условиях.

Настройка метода центрифугирования на пластовые условия заключалась в определении оптимального времени центрифугирования на каждой ступени  $P_c$  до достижения величины неснижаемой водонасыщенности и определения  $K_{во}$ . Согласно ОСТ 39-204-86, регламентированное время центрифугирования на каждой ступени  $P_c$  составляет 60 мин. В зарубежных источниках время центрифугирования может достигать 24–48 ч на каждом режиме  $P_c$

[8, С. 459] в зависимости от проницаемости породы [9]. В данной работе исследования проводились последовательно в течение 1, 2 и 4 ч центрифугирования на каждом значении  $P_c$ . Общая схема проведения эксперимента представлена на рис. 3.

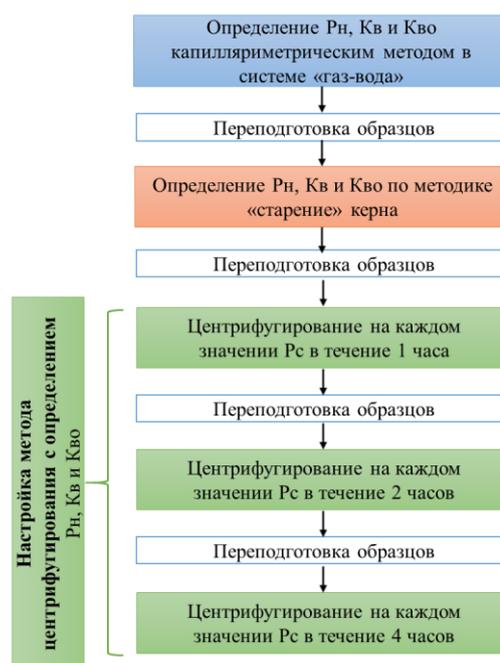


Рис. 3. Схема проведения эксперимента

Fig. 3. Experimental design

В соответствии с представленной на рис. 3 схемой, предварительно на выборке образцов керна были проведены исследования капилляриметрическим методом в системе «газ–вода» и по методике «старения» керна. Далее производилось центрифугирование образцов в системе «нефть–вода» при установленном времени. С целью удаления воды из тупиковых пор на каждом значении  $P_c$  образцы керна переворачивались 2 раза на  $180^\circ$  [10]. После применения каждого метода образцы керна проходили процедуру переподготовки с контролем их физических свойств по повторному замеру  $K_{пр}$  и  $K_{п}$ .

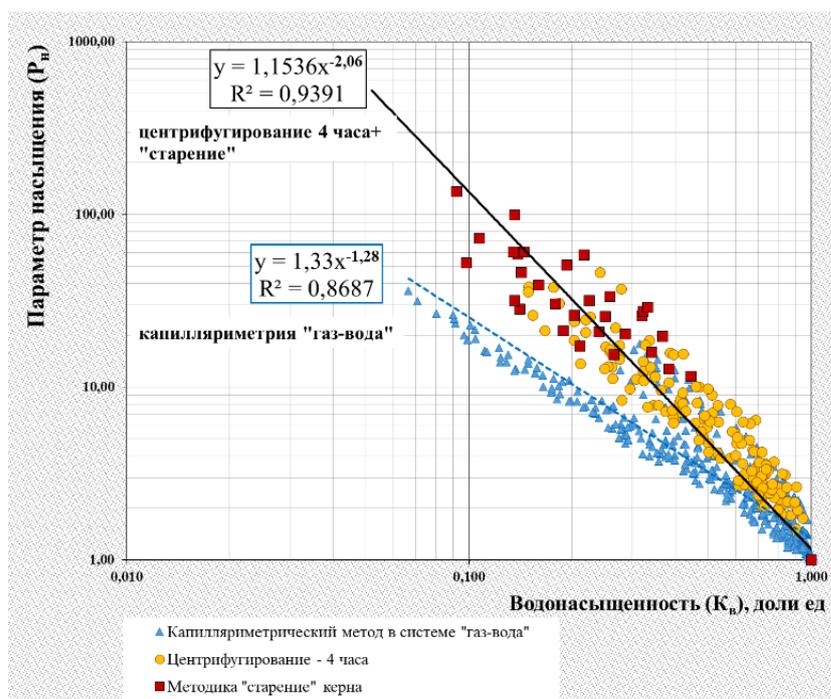
**Результаты исследований**

На основании результатов лабораторных исследований на керне по определению  $R_n$ ,  $K_v$  и  $K_{vo}$  были построены зависимости  $R_n$ – $K_v$  и произведен расчет  $K_n$  по Дахнову–Арчи (табл. 3, рис. 4). Результаты, полученные капилляриметрическим методом в системе «газ–вода», характеризуются самым высоким разбросом в выборке

по параметру  $K_{vo}$  с дисперсией ( $D$ ) 0,03 и наименьшим коэффициентом детерминации ( $R^2$ ) зависимости  $R_n$ – $K_v$ . Расчет  $K_n$  показал, что 4 ч центрифугирования являются достаточным временем для настройки данного метода на пластовые условия. При этом 2 ч центрифугирования также обеспечивают достаточную близость значений  $K_n$  к соответствующим «старению» керна.

**Табл. 3.** Результаты лабораторных исследований на керне и расчет  $K_n$  по Дахнову–Арчи  
**Table 3.** Results of laboratory studies on core and calculation of  $S_o$  according to Dakhnov–Archi

Методика	Кво по керну, д.ед.				Характеристика зависимостей $R_n$ – $K_v$		Кн, д.ед.
	Мин.	Макс.	Средн.	D	Экспонента n	$R^2$	
Капилляриметрический метод в системе «газ–вода»	0,09	0,65	0,32	0,03	1,28	0,87	0,83
«Старение» керна	0,10	0,45	0,23	0,009	2,06	0,95	0,67
Центрифугирование	1 ч	0,17	0,68	0,36	0,018	1,89	0,90
	2 ч	0,15	0,64	0,31	0,016	2,04	0,92
	4 ч	0,15	0,60	0,30	0,015	2,10	0,93
Центрифугирование 4 ч+ «старение» керна	–	–	–	–	2,06	0,94	0,67



**Рис. 4.** Сопоставление графиков зависимостей  $R_n$ – $K_v$ , полученных различными методами

**Fig. 4.** Comparison of  $R_I$ – $S_w$  plots obtained by different methods

### Выводы

В практике проведения петрофизических работ настройка метода центрифугирования, описанная в данной статье, выполнена впервые. Это позволило дополнить результаты исследований по методике «старения» керна и значительно увеличить общий объем статистических данных, необходимых для последующего

построения и анализа зависимостей  $R_n$ – $K_v$ , а также рассчитать адекватное значение  $K_n$  объекта исследований с учетом смачиваемости породы. В дальнейшем это позволит уточнить геологические и извлекаемые запасы нефти по месторождениям, продуктивные пласты которых представлены негидрофильными карбонатными породами-коллекторами.

### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

### Список источников

1. *Dyakonova T.F., Gurbatova I.P., Bata L.K., Osipova Yu.S.* Identification of hydrophobic rocks in different geological conditions by core and log [Идентификация гидрофобности пород в различных геологических условиях по комплексу керна и ГИС] // Tyumen 2019: 6th Conference, Tyumen, Russia, 25–29 March 2019. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900540>
2. *Путилов И.С., Чижов Д.Б., Гурбатова И.П., Неволин А.И.* Особенности проведения лабораторных исследований негидрофильных пород-коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 4. С. 70–79. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3149>
3. *Дьяконова Т.Ф., Терентьев В.Ю., Саитгараев А.Д.* и др. Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений компании ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология и недропользование. 2021. № 2(2). С. 60–75.
4. *Неволин А.И., Чижов Д.Б., Путилов И.С.* Комплексный подход к определению остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях на керне негидрофильных коллекторов месторождений нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 5(365). С. 43–49. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5\(365\)-43-49](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5(365)-43-49)
5. *Tiab D., Donaldson C.E.* Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. 4th ed. Waltham, MA: Elsevier, 2016. 894 p. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>
6. *Неволин А.И., Путилов И.С.* Повышение достоверности определения смачиваемости пород-коллекторов лабораторными методами // Нефтепромысловое дело. 2023. № 9(657). С. 38–42. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9\(657\)-38-42](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9(657)-38-42)
7. *Тульбович Б.И.* Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. Пермь: Пермское книжное изд-во, 1975. 194 с.
8. *McPhee C., Reed J., Zubizarreta I.* Core Analysis: A Best Practice Guide. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>

9. *Danielczick Q., Faurissoux P., Nicot B.* Wireless acquisition for Resistivity Index in Centrifuge – WiRI: A new method to estimate Archie’s Law Parameters // The 35th International Symposium of the Society of Core Analysts. Virtual, 13–16 September 2021. Paper SCA2021-018. <https://jgmaas.com/SCA/2021/SCA2021-018.pdf> (Дата обращения 28.03.2024).

10. *Кузьмин В.А.* Определение остаточной водонасыщенности пород лабораторными методами // Нефтяное хозяйство. 2015. № 2. С. 44–48.

#### **Информация об авторах**

*Антон Игоревич Неволин* – начальник управления, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Когалым, Россия; аспирант, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия; SPIN-код: 6379-9910; e-mail: Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com

*Иван Сергеевич Путилов* – д.т.н., заместитель директора, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; профессор, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия; SPIN-код: 1100-4787; e-mail: Ivan.Putilov@lukoil.com

**Поступила в редакцию 26.10.2023**

## CURRENT METHODS OF OIL AND GAS MECHANICS AND PHYSICS OF RESERVOIR SYSTEMS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art3>

## Determination of the oil saturation coefficient according to Dakhnov–Archi using a new methodological approach when studying core samples

A.I. Nevolin<sup>1,2</sup> ✉, I.S. Putilov<sup>2,3</sup>

1 – PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Kogalym, Russia

2 – Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

3 – PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia

**Abstract.** *Background.* Predisposition of the rock to wetting by water (hydrophilicity) or oil (hydrophobicity) has a significant influence on the results of determining the oil saturation coefficient according to Dakhnov–Archi. Carbonate reservoir rocks in most cases are characterized by a complex type of wettability: heterogeneous (selective), mixed or neutral wettability. Collectively, the surface properties of such rocks can be defined by the term “nonhydrophilic wettability”. Studying rocks with nonhydrophilic wettability using standard core research methods can lead to subsequent errors in calculating oil reserves using the volumetric method. *Objective.* To eliminate the risk of such errors by adapting standard research methods, in particular the centrifugation method, to the results of experiments in reservoir conditions. *Materials and methods.* Capillarimetric method (semipermeable membrane method), centrifugation method, core “aging”. *Results.* The results of core studies necessary for calculating the oil saturation coefficient of nonhydrophilic reservoirs using formation resistivity data using the Dakhnov–Archi method are presented. A methodological approach is proposed for adapting the centrifugation method to reservoir conditions. *Conclusions.* The applied methodological approach makes it possible to increase the volume of statistical data and calculate an adequate value of the oil saturation coefficient according to Dakhnov–Archi for nonhydrophilic reservoirs.

**Keywords:** oil saturation coefficient, centrifugation method, wettability, core

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Nevolin A.I., Putilov I.S. Determination of the oil saturation coefficient according to Dakhnov–Archi using a new methodological approach when studying core samples. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 37–47. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art3>

---

✉ Anton I. Nevolin, e-mail: [Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com](mailto:Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com)

© Nevolin A.I., Putilov I.S., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

### References

1. Dyakonova T.F., Gurbatova I.P., Bata L.K., Osipova Yu.S. Identification of hydrophobic rocks in different geological conditions by core and log. In: *Tyumen 2019: 6th Conference*, Tyumen, Russia, 25–29 March 2019. (In Russ). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900540>
2. Putilov I.S., Chizhov D.B., Gurbatova I.P., Nevolin A.I. Specific features of laboratory studies of non-hydrophilic rocks-reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2021. Vol. 332, No. 4. P. 70–79. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3149>
3. Diakonova T.F., Terentyev V.Yu., Saetgaraev A.D. et al. Temporary guidelines for determining the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs when calculating the oil and gas reserves of the fields of PJSC LUKOIL in the Timan-Pechora oil and gas province. *Geology and Subsoil Use*. 2021. No. 2(2). P. 60–75. (In Russ).
4. Nevolin A.I., Chizhov D.B., Putilov I.S. Integrated approach to determination of residual water saturation on the core of non-hydrophilic reservoirs of oil fields in laboratory conditions. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2022. No. 5(365). P. 43–49. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5\(365\)-43-49](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5(365)-43-49)
5. Tiab D., Donaldson C.E. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 4th ed. Waltham, MA: Elsevier, 2016. 894 p. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>
6. Nevolin A.I., Putilov I.S. Improving the reliability of reservoir rocks wettability determination by laboratory methods. *Oilfield Engineering*. 2023. No. 9(657). P. 38–42. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9\(657\)-38-42](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9(657)-38-42)
7. Tul'bovich B.I. *The Reservoir Properties and Chemistry of Productive Rocks Surface*. Perm: Permskoe knizhnoe izdatel'stvo, 1975. 194 p. (In Russ).
8. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. *Core Analysis: A Best Practice Guide*. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
9. Danielczick Q., Faurissoux P., Nicot B. Wireless acquisition for Resistivity Index in Centrifuge – WiRI: A new method to estimate Archie's Law Parameters. In: *The 35th International Symposium of the Society of Core Analysts*, Virtual, 13–16 September 2021. Paper SCA2021-018. <https://jgmaas.com/SCA/2021/SCA2021-018.pdf> (Accessed 28.03.2024).
10. Kuzmin V.A. Measuring of rocks residual water saturation by laboratory methods. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2015. No. 2. P. 44–48. (In Russ).

### Information about the authors

*Anton I. Nevolin* – Head of Department, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Kogalym, Russia; Postgraduate, Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia; e-mail: [Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com](mailto:Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com)

*Ivan S. Putilov* – Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; Professor, Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia; e-mail: [Ivan.Putilov@lukoil.com](mailto:Ivan.Putilov@lukoil.com)

Received 26.10.2023

## НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 622.276.6

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art4>

### Создание комплексной многовариантной интегрированной модели системы межпромыслового транспорта нефти

В.А. Волков, Д.А. Сайфутдинова ✉, К.И. Мурыськина

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* В условиях изменчивости внешних и внутренних факторов, напрямую влияющих на загрузку существующей системы транспорта углеводородов, возникают риски, связанные с производительностью мощностей существующей инфраструктуры и несоблюдением требований качества сдаваемой нефти. *Цель работы.* Создание инструмента, позволяющего оценить степень загрузки существующих объектов инфраструктуры и показатели товарного качества нефти на коммерческих узлах сдачи продукции в ближайшей и долгосрочной перспективе, наличие которого является необходимым условием для минимизации рисков. *Материалы и методы.* Интегрированная модель в комплексе со средствами автоматизации является эффективным инструментом для принятия стратегических решений по активам компании-недропользователя. *Результаты.* В работе на примере транспортной инфраструктуры описан подход к использованию модели-компоненты «система сбора», которая совместно с алгоритмами автоматизации позволяет решать ряд стратегических задач нефтегазодобывающего общества, таких как выполнение многовариантных гидравлических расчетов и мониторинг качества нефти с целью проверки на соответствие предъявляемым требованиям. *Выводы.* Интегрированная модель совместно с разработанными средствами автоматизации является вспомогательным инструментом для принятия управленческих решений. Инструмент помогает значительно сократить трудозатраты на выполнение расчетов и первичную обработку результатов. Реализованные подходы могут быть использованы для проведения гидравлических расчетов и мониторинга ограничений транспортных сетей схожей конфигурации.

**Ключевые слова:** интегрированное моделирование, автоматизация, товарное качество нефти, система межпромыслового транспорта, многовариантные расчеты

**Финансирование:** источники финансирования отсутствовали.

**Для цитирования:** Волков В.А., Сайфутдинова Д.А., Мурыськина К.И. Создание комплексной многовариантной интегрированной модели системы межпромыслового транспорта нефти // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 48–59. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art4>

---

✉ Сайфутдинова Дарья Александровна, e-mail: [Darya.Sayfutdinova@lukoil.com](mailto:Darya.Sayfutdinova@lukoil.com)

© Волков В.А., Сайфутдинова Д.А., Мурыськина К.И., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Введение<sup>1</sup>

Для повышения эффективности процессов добычи и транспортировки углеводородов был разработан инструмент для оценки загрузки инфраструктуры с учетом имеющегося потенциала и с выдачей рекомендаций по корректировке принятых проектных решений. Инструмент опирается на интегрированную модель и на средства автоматизации, написанные на языке программирования Visual Basic. В рамках существующей модели выделено два узла сдачи товарной продукции, которые имеют ограничения, приведенные в технологических регламентах. Особое внимание уделяется качеству подготовки нефти: показатель зависит от свойств продукции, поступающей с действующих и перспективных месторождений/структур.

### Основная часть

При оценке развития активов важно учитывать неопределенности, связанные с изменчивостью внешних и внутренних факторов:

- ограничение добычи по ОПЕК+;
- изменение технических условий на сдачу продукции;
- ввод/отмена льгот на добычу трудноизвлекаемых запасов;
- ввод новых структур и месторождений;
- и другие.

Данные факторы напрямую влияют на степень загрузки системы магистрального транспорта региона и, следовательно, могут приводить к различным рискам [2], связанным с нехваткой мощностей существующей инфраструктуры и

несоблюдением требований качества сдаваемой нефти.

В связи с этим, с целью минимизации рисков был разработан инструмент в виде интегрированной модели [3] в комплексе с разработанными средствами автоматизации, позволяющий комплексно и заблаговременно выявлять потенциально возможные риски, проводить своевременный анализ проблемных мест при эксплуатации магистральных нефтепроводов и на раннем этапе принимать решение о расширении инфраструктуры, о корректировке плановых уровней добычи и другое.

Инструмент помогает в решении следующих задач [4]:

- заблаговременное выявление потенциально возможных проблем при эксплуатации магистральных нефтепроводов и проведение их своевременного анализа;
- определение реального потенциала системы;
- формирование программы оптимизации загрузки существующих мощностей;
- формирование комплексной программы геолого-технических мероприятий;
- комплексный мониторинг существующих ограничений и выполнение анализа параметров работы объектов поверхностного обустройства;
- гидравлический расчет с учетом изменения ключевых параметров (объемов нефти, узлов врезки и т. д.) на любом шаге прогноза;
- оценка влияния ввода проектных объектов на систему в целом;
- ввод в эксплуатацию перспективных структур и т. д.

<sup>1</sup> Статья написана по материалам тезисов конференции [1]

Любые изменения входных данных в пределах горизонта планирования будут закладывать фундамент для формирования того или иного потенциально возможного сценарного варианта в процессе поиска наилучшего решения для обеспечения качества продукции [5].

В ходе создания инструмента на основе интегрированной модели

был выстроен рабочий процесс, включающий следующие этапы (рис. 1):

- сбор исходных данных (ИД) для моделирования;
- адаптация интегрированной модели (ИМ) на фактические данные;
- выполнение расчета;
- выгрузка и анализ результатов.



Рис. 1. Рабочий процесс использования инструмента

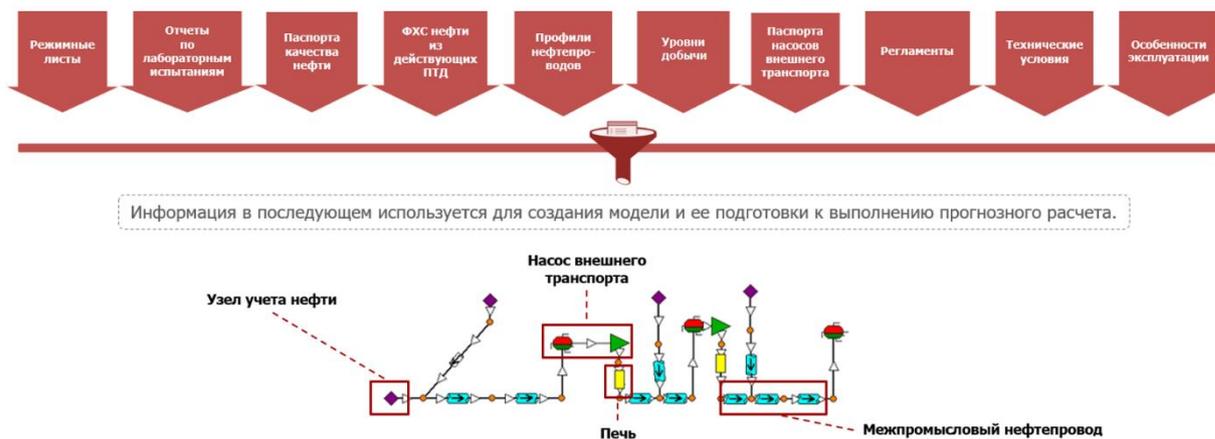
Fig. 1. Workflow of the tool

После этапа выгрузки и анализа результатов происходит их обсуждение внутри мультидисциплинарной команды, и на этапе выдачи рекомендаций по дозагрузке/расширению инфраструктуры формируется новый сценарий расчета. Данный цикл продолжается до тех пор, пока не будет определен перспективный вариант с точки зрения минимизации необходимых для его реализации капитальных затрат и соблюдения необходимых требований к качеству.

Многообразие сценариев обусловлено корректировкой плановых уровней добычи и возможным учетом перспективных структур, вводом в эксплуатацию проектных трубопроводов, пунктов сбора и подготовки нефти, либо пересмотру сценарных условий ввиду несоблюдения существующих в системе ограничений [6].

Такая многовариантность дает возможность выявить преимущества и недостатки каждого из рассматриваемых сценариев и остановиться на оптимальном. Каждый вариант прорабатывается с использованием инструмента на базе интегрированной модели.

Интегрированная модель создана в соответствии с принципиальной схемой транспортировки товарной нефти в масштабе от узлов учета подготовленной до 1 группы качества товарной нефти (ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия») до конечных узлов сдачи. Текущая конфигурация интегрированной модели учитывает транспортировку продукции с более чем 70 месторождений. Такой масштаб предполагает работу с достаточно большим набором исходных данных в части их сбора и предобработки [7] (рис. 2).



**Рис. 2.** Перечень исходных данных для моделирования

**Fig. 2.** List of input data for modeling

*Источник:* Мурыськина К.И. и др. [1]

*Source:* Muryskina K.I. et al. [1]

Из режимных листов по всем рассматриваемым пунктам была сформирована выборка фактических параметров по давлениям, температурам, объемами перекачки и температурам окружающей среды, используемая для последующей калибровки модели. Отчеты по лабораторным испытаниям проб, паспорта качества нефти, соответствующие разделы проектно-технической документации помогли описать свойства флюида в рамках рассматриваемой системы. С помощью профилей нефтепроводов из исполнительной документации или отчетов по внутритрубной диагностике была задана геометрия нефтепроводов протяженностью 50 км и более.

Данные о профилях добычи по месторождениям были предварительно стандартизированы [8] для автоматической загрузки в модель необходимых параметров и дополнены информацией по ключевым физико-химическим свойствам (ФХС) объектов разработки месторождений (плотность, сера) из действующих проектно-технических документов.

После загрузки параметров по каждому месторождению, участвующему в расчете, осуществляется автоматическое суммирование уровней добычи по узлам учета пунктов подготовки, на которые транспортируется продукция данных месторождений. Кроме того, в соответствии с закрепленными подходами по прогнозированию серы и плотности модель позволяет рассчитать и эти характеристики в динамике.

После того, как данные по уровням добычи и ФХС подготовлены для каждого из узлов учета, заданы сценарные условия в виде подключения/отключения трубопроводов на установленных временных интервалах, указывается горизонт проведения прогноза и модель запускается на расчет. Далее инструмент итерационно, с шагом 1 год, запускает рабочие процессы в следующей последовательности:

- 1) автоматизированная загрузка данных в модель;
- 2) расчет на текущий временной шаг;
- 3) выгрузка результатов в табличную форму;
- 4) переход на следующий расчетный шаг.

После проведения серии расчетов отображается динамика изменений ключевых контролируемых параметров: уровни на конечных и промежуточных пунктах системы, плотность сдаваемой нефти и массовое содержание серы, а также ряд параметров, относящихся к гидравлическому расчету трубопроводов [1].

Поскольку функционал интегрированной модели не позволяет проводить расчеты по определению содержанию серы, парафинов и температуры застывания при работе с упрощенными моделями флюида (для расчета температуры застывания на текущий момент на рынке отсутствуют готовые программные решения в существующих PVT-симуляторах), для решения данной задачи были разработаны самостоятельные расчетные модули, позволяющие учитывать данные параметры в динамике на узлах учета нефти (УУН) начальных, промежуточных и конечных пунктов внешнего транспорта (узлах сдачи продукции) [9]. Дополнительные программные модули реализованы в виде скрипта на языке программирования Visual Basic и встроены в существующий инструмент на базе интегрированной модели.

Ключевые параметры контроля качества товарной продукции определяются в динамике как средневзвешенные значения: для температуры застывания – по объему нефти и содержанию парафинов в нефти, для массового содержания серы и парафинов – по объему нефти по объектам разработки месторождений, сдающих продукцию через рассматриваемый УУН пункта подготовки по следующим формулам [10]:

– Массовое расчетное содержание парафина на УУН  $w_i$  (в %) определяется как средневзвешенное значение по массе добычи нефти объектов разработки месторождений,

сдающих продукцию через рассматриваемый УУН пункта подготовки:

$$w_i = \frac{\sum_1^k w_j}{\sum_1^k q_j} \cdot 100\%; \quad (1)$$

– Массовое расчетное содержание серы на УУН  $s_i$  (в %) определяется как средневзвешенное значение по массе добычи нефти объектов разработки месторождений, сдающих продукцию через рассматриваемый УУН пункта подготовки:

$$s_i = \frac{\sum_1^k s_j}{\sum_1^k q_j} \cdot 100\%; \quad (2)$$

– Расчетное значение температуры застывания на УУН  $t_i$  (в °С) определяется как средневзвешенное значение по содержанию парафинов в нефти по объектам разработки месторождений, сдающих продукцию через рассматриваемый УУН пункта подготовки:

$$t_i = \frac{\sum_1^k (0,01w_j \cdot q_j \cdot t_j)}{\sum_1^k (0,01w_j \cdot q_j)} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где  $w_j$  – содержание парафинов в нефти  $j$ -го объекта разработки, подключенному к УУН, тыс. т (определяется через процентное содержание парафинов по данному объекту разработки согласно действующему проектно-технологическому документу – ПТД);

$s_j$  – содержание парафинов в нефти  $j$ -го объекта разработки, подключенному к УУН, тыс. т (определяется через процентное содержание парафинов по данному объекту разработки согласно действующему ПТД);

$t_j$  – температура застывания нефти  $j$ -го объекта разработки, подключенному к УУН, °С (согласно действующему ПТД);

$w_j$  – содержание парафинов в нефти  $j$ -го объекта разработки, подключенному к УУН, тыс. т (определяется через процентное содержание парафинов по данному объекту разработки согласно действующему проектному документу);

$q_j$  – масса нефти  $j$ -го объекта разработки, подключенному к УУН, тыс. т;

$k$  – количество объектов разработки месторождений, транспорт нефти которых осуществляется на пункт сбора и подготовки данного УУН.

Расчетный показатель может отличаться от фактического значения, которое фиксируется в отчетах по лабораторным испытаниям по отобранным на УУН пробам. В связи с этим, при расчете показателей расчетные значения приводятся к фактическим на дату старта прогнозного расчета путем ввода коэффициентов.

Для определения показателей товарного качества на промежуточных пунктах необходимо четкое представление о распределении долей объемов транспортируемого флюида с каждого УУН в общем объеме потока на рассматриваемом промежуточном пункте. С целью однозначной инициализации долей объема потока и составляющих ФХС на промежуточных пунктах разработан алгоритм маппинга (описания соответствия между исходными и импортируемыми данными – *прим. ред.*) [1].

Алгоритм маппинга интегрированной модели выполняет каждую итерацию расчета и позволяет определить, через какие трубопроводы, точки врезки и промежуточные пункты в текущем расчетном году проходит поток каждого из узла учета нефти. В ходе выполнения

итерации расчета инструмент создает матрицу инцидентности, содержащую в строке заголовков УУН, в столбце заголовков – все промежуточные элементы, встретившиеся по пути течения потока. На пересечении узлов содержится информация о наличии или отсутствии связи между начальным и промежуточным пунктом, где «1» – «элементы связаны», «0» – «элементы не связаны». Пример матрицы инцидентности на примере упрощенной схемой одного из участков представлен на рис. 3.

Матрица является «путеводителем» по модели при определении параметров массового содержания серы, парафинов и температуры застывания. Благодаря данному функционалу возможно автоматическое определение процентного содержания парафинов и температуры застывания в любом трубопроводе, узле или промежуточном пункте системы сбора согласно предложенному подходу с возможностью автоматического учета ввода проектных трубопроводов, строительства луппингов (параллельных линий нефтепроводов), изменения точек врезок, реверсивного движения потоков и любых других изменений в существующую конфигурацию транспортной инфраструктуры [8].

В случае если очевидно, что текущий сценарный вариант неэффективен с точки зрения соблюдения требуемых ограничений, то дополнительно к рабочему процессу можно использовать расширенный функционал, позволяющий подбирать необходимый и достаточный объем высоковязкой нефти, т. е. дифференцировать поток для поэтапного регулирования целевых показателей (рис. 4). Такими показателями могут выступать: плотность сдаваемой продукции, пропускная способность системы сбора, пропускная способность терминала.

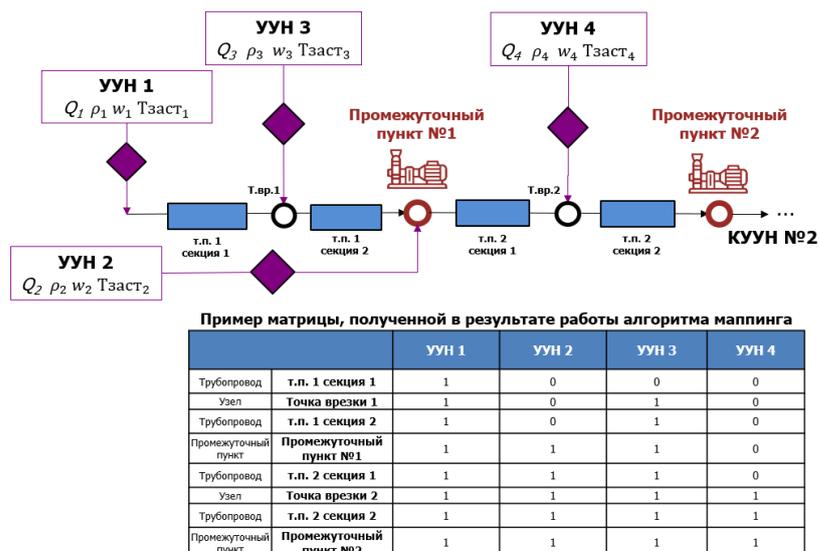


Рис. 3. Результат автоматизированного маппинга интегрированной модели, используемого при расчете параметров контроля качества товарной продукции

Fig. 3. The result of integrated model automated mapping used in the quality control calculation of commercial product

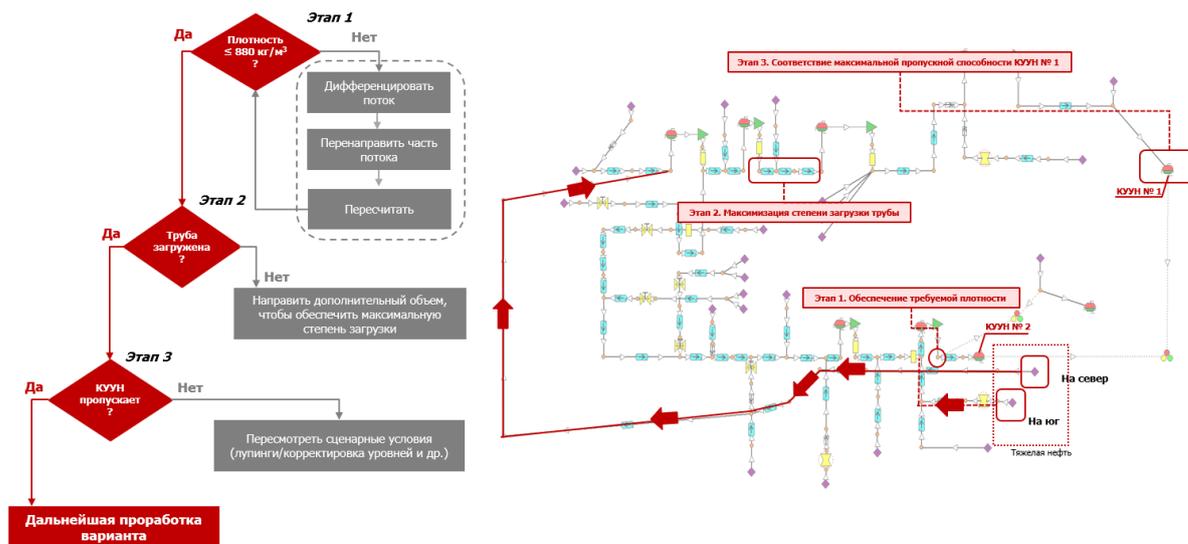


Рис. 4. Пример пошаговой дифференциации потоков между коммерческими узлами сдачи

Fig. 4. Example of step-by-step differentiation of flows between commercial delivery nodes

На Этапе 1 «сигналом» к началу дифференциации потока выступает параметр плотности на узле сдачи в систему коммерческого узла учета нефти (КУУН) № 2. Согласно требованиям к качеству, данный параметр не должен превышать  $880 \text{ кг/м}^3$ . Алгоритм в автоматическом режиме фиксирует дату превышения ограничения и начинает осуществлять подбор

оптимального объема тяжелой нефти, которая в базовом сценарии сдается на КУУН № 2 в южном направлении, чтобы поддерживать плотность в допустимом диапазоне значений. Таким образом, оставшаяся часть объема тяжелой нефти из потока южного направления отделяется и направляется в северном направлении – на КУУН № 1, где ограничение по плотности не превышено.

Аналогичным образом на Этапе 2 регулируется пропускная способность объектов транспортной инфраструктуры. В частности, на рис. 4 приведен пример магистрального трубопровода, который в данный момент недозагружен. Инструмент позволяет перераспределить объемы таким образом, чтобы максимизировать загрузку трубы при наличии резервного потенциала. В качестве объекта контроля может выступать любой трубопровод в пределах рассматриваемой системы.

На Этапе 3 по тому же принципу осуществляется перераспределение потоков для контроля пропускной способности КУУН № 1 с целью обеспечения его устойчивой загрузки.

На блок-схеме (см. рис. 4) приведен лишь один из возможных вариантов поэтапной дифференциации. В действительности параметры контроля для дифференциации можно выбирать индивидуально или комбинировать, выстраивая некую очередность подборов. Пользователь сам прописывает необходимую ему логику сценарного варианта. Все это делает созданную модель адаптивной к изменяющимся сценарным условиям. Полученные результаты используются для оценки возможных капитальных затрат при необходимости реконструкции существующей инфраструктуры.

Следующим крупным блоком рабочего процесса является проверка ограничений. В качестве ограничивающих параметров могут выступать: требования к качеству товарной нефти и степень загрузки конечных узлов сдачи нефти (КУУН № 1, КУУН № 2); максимально разрешенное давление, скорость потока и пропускная способность

трубопроводов; производительность оборудования на промежуточных пунктах. Разработанный инструмент сигнализирует о несоблюдении заданных ограничений с помощью предупреждения в виде индикатора напротив соответствующего параметра, что акцентирует на нем внимание пользователя и помогает при проведении анализа. Для более детальной проработки результаты расчета на интегрированной модели передаются специалистам направления проектно-изыскательских работ. Особое внимание уделяется рассмотрению тех объектов, которые не прошли проверку ограничений, в результате чего выдаются соответствующие рекомендации и оцениваются дополнительные затраты на необходимую реконструкцию объектов. По итогам проведения всесторонней оценки принимается решение о целесообразности реализации того или иного сценария [1].

Ключевая роль в данном проекте отведена внедрению средств автоматизации в виде набора скриптов на языке Visual Basic. Эффективность от использования инструмента в первую очередь оценивается в сокращении трудозатрат. Значительно сократить трудозатраты специалистов, которые занимаются выполнением сценарных расчетов, удалось за счет автоматизации ряда процессов:

- по загрузке/выгрузке данных;
- по дифференциации потоков, позволяющей в ходе расчета подобрать оптимальный объем тяжелой нефти на контрольном узле, чтобы войти в требуемые рамки по плотности;
- по расчетным модулям для прогнозирования параметров товарного качества нефти;
- и других.

Благодаря использованию созданных алгоритмов, в среднем на выполнение одного расчета специалисту требуется 2 часа, в то время как на выполнение аналогичной работы в ручном режиме потребовалось бы

не менее 16 часов (рис. 5). Таким образом, автоматизация рутинных операций позволяет высвободить ресурс пользователя и помогает рассматривать множественные сценарии в оперативном режиме.

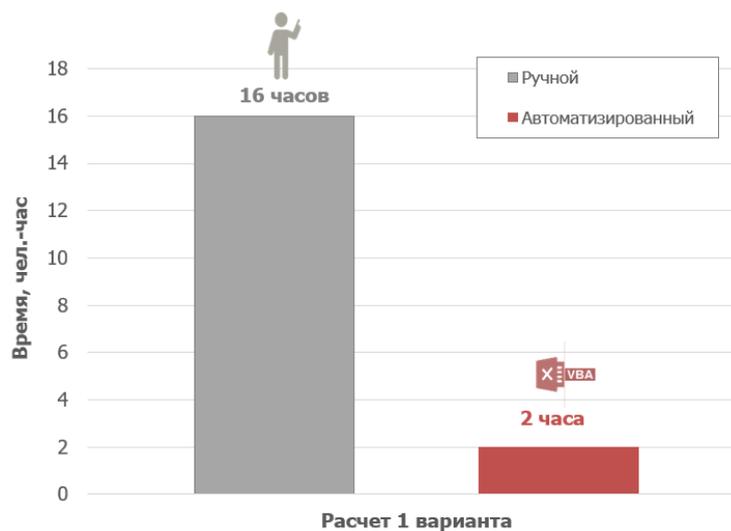


Рис. 5. Временные трудозатраты специалистов при работе с инструментарием

Fig. 5. Time expenditures when working with the tool

### Выводы

Разработанный инструмент, включающий в себя интегрированную модель и средства автоматизации, является важной основой для принятия управленческих решений по развитию активов компании-недропользователя и позволяет решать задачи контроля, прогнозирования ключевых

параметров, а также учитывать существующие ограничения системы транспорта. Внедрение инструмента позволило значительно сократить трудозатраты, а также заблаговременно идентифицировать возможные риски при эксплуатации наземной инфраструктуры и внесения изменений в стратегию развития.

### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

### Список источников

1. Мурыськина К.И., Новиков А.Н., Донских Д.А. Создание и применение концептуальной интегрированной модели системы межпромышленного транспорта товарной продукции с целью контроля ограничений наземной инфраструктуры // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов V Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 205–207.

2. *Кожухова О.С.* Исследование рисков, влияющих на деятельность российских нефтегазовых компаний // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. 2011. № 12(36). С. 22.
3. *Ushmaev O.S., Apasov R.T., Chameyev I.L.* et al. Integrated modeling as a tool for evaluating the effects of well production rates and surface gathering system performance on development of oil rim // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182007-MS. <https://doi.org/10.2118/182007-MS>
4. *Батрашкин В.П., Исмагилов Р.Р., Панов Р.А.* и др. Интегрированное концептуальное проектирование как инструмент системного инжиниринга // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 80–83.
5. *Шакурова Ал.Ф., Шарафутдинов Э.М.* Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции на Кислорском месторождении // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. № 2(112). С. 23–27. <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2018-2-23-27>
6. *Насыбуллин А.В., Чирикин А.В., Гирфанов Р.Г.* и др. Применение оптимизационных алгоритмов при формировании долгосрочной программы геолого-технических мероприятий в условиях ограничений // Нефтяная провинция. 2020. №3(23). С. 113–123. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.113-123>
7. *Рычков А.Ф., Агунов М.А., Вишняков А.Ю.* Подготовка геолого-промысловых данных для интегрированного моделирования нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. 2022. № 9(645). С. 25–28. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9\(645\)-25-28](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9(645)-25-28)
8. *Хасанов М.М., Сугаитов Д.А., Жагрин А.В.* и др. Повышение точности оценки капитальных вложений на ранних стадиях реализации проектов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 12.
9. *Шакурова Ай.Ф., Шакурова Ал.Ф., Закиров А.И.* Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Поточном месторождении // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: Сб. трудов Международной научно-технической конференции: В 2 т. Уфа: Изд-во Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2018. Т. 1. С. 229–231.
10. *Веревкин А.П., Ельцов И.Д., Кирюшин О.В.* К решению задачи оперативного управления процессами подготовки нефти // Территория Нефтегаз. 2007. № 2. С. 12–15.

#### **Информация об авторах**

*Владимир Аркадьевич Волков* – начальник отдела, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия; e-mail: [Vladimir.Volkov3@lukoil.com](mailto:Vladimir.Volkov3@lukoil.com)

*Дарья Александровна Сайфутдинова* – ведущий инженер, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия; e-mail: [Darya.Sayfutdinova@lukoil.com](mailto:Darya.Sayfutdinova@lukoil.com)

*Кристина Игоревна Мурыськина* – инженер 1-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия; e-mail: [Kristina.Muryskina@lukoil.com](mailto:Kristina.Muryskina@lukoil.com)

Поступила в редакцию 20.10.2023

**NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT**

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art4>**Creation of a complex multivariate integrated model of the oil interfield transport system**

V.A. Volkov, D.A. Sayfutdinova ✉, K.I. Muryskina

LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia

**Abstract.** *Background.* In conditions of variability of external and internal factors that directly affect the loading of the existing hydrocarbon transport system, the risks arise associated with the productive capacity of the existing infrastructure and noncompliance with the requirements for the quality of delivered oil. *Objective.* To create a tool allowing to assess the degree of loading of existing infrastructure facilities and indicators of the commercial quality of oil at commercial delivery sites in the near and long term, the availability of which is essential for risk minimization. *Materials and methods.* An integrated model in combination with automation tools is an effective tool for making strategic decisions in order to develop the assets of a subsurface user company. *Results.* By the example of transport infrastructure, the paper describes an approach to using the gathering system model, which jointly with automation algorithms allows solving a number of strategic tasks of oil and gas producers, such as performing multivariate hydraulic calculations and monitoring oil quality in order to verify compliance with the requirements. *Conclusions.* An integrated model in combination with the developed automation tools is an auxiliary tool for management decision-making. The tool helps to significantly reduce the labor costs for performing calculations and primary processing of the results. The implemented approaches can be used for hydraulic calculations and monitoring of limitations of transportation networks of similar configuration.

**Keywords:** integrated modeling, automation, commercial quality of oil, interfield transport system, multivariate calculations

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Volkov V.A., Sayfutdinova D.A., Muryskina K.I. Creation of a complex multivariate integrated model of the oil interfield transport system. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 48–59. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art4>

---

✉ Daria A. Sayfutdinova, e-mail: [Darya.Sayfutdinova@lukoil.com](mailto:Darya.Sayfutdinova@lukoil.com)

© Volkov V.A., Sayfutdinova D.A., Muryskina K.I., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

**Conflict of interests**

The authors declare no conflict of interests.

**References**

1. Muryskina K.I., Donskikh D.A., Novikov A.M. Creation and application of a conceptual integrated model of a system of interfield transport of commercial products in order to control the limitations of ground infrastructure. In: *Actual Problems of Oil and Gas: Proceedings of the 5th All-Russian Youth Scientific Conference*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 205–207. (In Russ.).
2. Kozhukhova O.S. Research of risks affecting the activities of Russian oil and gas companies. *Upravlenie ekonomicheskimi sistemami: Online Scientific Journal*. 2011. No. 12(36). P. 22. (In Russ.).
3. Ushmaev O.S., Apasov R.T., Chameyev I.L. et al. Integrated modeling as a tool for evaluating the effects of well production rates and surface gathering system performance on development of oil rim. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182007-MS. <https://doi.org/10.2118/182007-MS>
4. Batrashkin V.P., Ismagilov R.R., Panov R.A. et al. The integrated conceptual design as a tool of systematic engineering. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 12. P. 80–83. (In Russ.).
5. Shakurova A.I.F., Sharafutdinov E.M. Analysis of technical decisions for gathering, treatment and product account system organization at Kislorskoye oil field. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2018. No. 2(112). P. 23–27. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2018-2-23-27>
6. Nasybullin A.V., Chirikin A.V., Girfanov R.G. et al. Application of optimization algorithms in the formation of a long-term program of production enhancement operation under conditions of constraints. *Neftyanaya provintsiya*. 2020. No. 3(23). P. 113–123. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.113-123>
7. Rychkov A.F., Agupov M.A., Vishnyakov A.Yu. Preparation of geological and production data for integrated modeling of oil fields. *Oilfield Engineering*. 2022. No. 9(645). P. 25–28. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9\(645\)-25-28](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9(645)-25-28)
8. Khasanov M. M., Sugaipov D.A., Zhagrin A.V. et al. Improvement of capex estimation accuracy during early project stages. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2014. No. 12. P. 22–27. (In Russ.).
9. Shakurova A.I.F., Shakurova A.I.F., Zakirov A.I. Analysis of efficiency of application of physico-chemical methods of increase of oil on Potochnom deposit. In: *Current Technologies in Oil and Gas Industry–2018: Proceedings of the International Scientific and Technical Conference*. Vol. 1. Ufa: Ufa State Petroleum Technical University, 2018. P. 229–231. (In Russ.).
10. Verevkin A.P., Eltsov I.D., Kiryushin O.V. On the solution of the problem of the operational control of oil preparation processes. *Territorija Neftegaz*. 2007. No. 2. P. 12–15. (In Russ.).

**Information about the authors**

Vladimir A. Volkov – Head of Department, LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; e-mail: [Vladimir.Volkov3@lukoil.com](mailto:Vladimir.Volkov3@lukoil.com)

Daria A. Sayfutdinova – Leading Engineer, LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; e-mail: [Darya.Sayfutdinova@lukoil.com](mailto:Darya.Sayfutdinova@lukoil.com)

Kristina I. Muryskina – First Category Engineer, LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; e-mail: [Kristina.Muryskina@lukoil.com](mailto:Kristina.Muryskina@lukoil.com)

Received 20.10.2023

## ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Оригинальная статья

УДК 622.279

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art5>

### Анализ динамики проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений на земной поверхности

М.К. Тупысев ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

**Аннотация.** Необходимость учета техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений обусловлена различными их негативными последствиями. Показано влияние жесткости (несущей способности) горных пород, в том числе многолетнемерзлых пород, над разрабатываемым месторождением, его размеров и формы на динамику техногенных деформационных процессов дренируемых пластов и проявление этих процессов на дневной поверхности. Описана динамика техногенных процессов горных пород в межскважинном пространстве. Предложено равномерное дренирование всей площади разрабатываемого месторождения для снижения негативных последствий техногенных процессов.

**Ключевые слова:** техногенные деформационные процессы, размеры и формы залежей, межскважинное пространство, техногенные сейсмопроявления

**Финансирование:** работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800272-4).

**Для цитирования:** Тупысев М.К. Анализ динамики проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений на земной поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 60–71. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art5>

---

✉ Тупысев Михаил Константинович, e-mail: [m.tupysev@mail.ru](mailto:m.tupysev@mail.ru)

© Тупысев М.К., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

## Введение

О динамике техногенных деформационных процессов, протекающих в дренируемых пластах при разработке нефтегазовых месторождений, судят по величинам изменения высотного положения земной поверхности над месторождением.

Первые сведения о деформации земной поверхности над разрабатываемыми месторождениями в нашей стране были получены в 60-е годы прошлого столетия [1, 2].

Зарубежный опыт разработки нефтегазовых месторождений свидетельствует также о многочисленных зафиксированных осадках земной поверхности над месторождениями. Рекордные данные о проседании земной поверхности (9 м) получены в результате разработки месторождения Wilmington (США) [3]. Особенно показателен негативный опыт разработки нефтегазовых месторождений, полученный при освоении месторождений Северного моря: на месторождении Groningen (Голландия) зафиксированы проседания морского дна до 30 см при значительных сейсмопроявлениях по всей площади месторождения; за более чем 40-летний период разработки месторождения Ekofisk (Норвегия) опускание дна моря достигло 10 м, в результате были проведены дорогостоящие работы по восстановлению выведенных из строя эксплуатационных скважин и поднятию эксплуатационных платформ над уровнем моря для предотвращения их затопления [4].

К негативным последствиям техногенных деформационных процессов следует отнести снижение фильтрационных параметров коллекторов в призабойной зоне дренируемых пластов, нарушение герметичности заколонных пространств скважин и их целостности и пр. [5]. Данная

работа направлена на дальнейшее развитие представлений о динамике техногенных процессов в зависимости от определенных факторов.

## Основные причины и факторы техногенных деформационных процессов

Величину деформации дренируемых продуктивных пластов, приравниваемую к величине оседания земной поверхности, обычно определяют, используя вариант сравнительно простой расчетной схемы (плоская постановка задачи), по которой искомое уравнение имеет вид [6, 7]:

$$\Delta H = \sum(\beta_{гп} \Delta P h), \quad (1)$$

где  $\Delta H$  – величина оседания земной поверхности;  $\beta_{гп}$ ,  $\Delta P$ ,  $h$  – сжимаемость горных пород, изменение пластового давления и толщина отдельного продуктивного пласта рассматриваемого месторождения (залежи).

При оценке величины оседания земной поверхности важно учитывать вовлечение в деформационные процессы окружающих продуктивные пласты неколекторов, например, глинистых пластов, вклад которых может быть сопоставим с величиной деформации дренируемых коллекторов [2, 8, 9].

Таким образом, для деформационных процессов в продуктивной залежи необходимо снижение начального пластового давления в ней ( $\Delta P$ ), которое сопровождается нарушением существующего равновесия сил, когда горное давление, действующее на рассматриваемый пласт ( $P_r$ ), уравновешивается пластовым давлением флюида ( $P_{пл}$ ) и реакцией скелета горных пород в нем ( $R$ ) –  $P_r = P_{пл} + R$ .

Изменение пластового давления начинается в призабойной зоне при пуске скважины в эксплуатацию. Например, для газовой скважины граница изменения этого давления (приведенный радиус  $R_{пр}$ ) изменяется в соответствии с известной закономерностью [10]:

$$R_{пр} = \sqrt{2,25 \chi t}, \quad (2)$$

где  $\chi$  – пьезопроводности пласта;  $t$  – время работы скважины.

Однако деформация дренируемых пластов разрабатываемой залежи и опускание вышележащих горных пород до дневной поверхности не происходит сразу, поскольку пласты горных пород за время многомиллионного срока их формирования приобретают определенные прочностные свойства, способность выдерживать вертикальные нагрузки горного давления без прогибания. Из теории устойчивости [11] изгибная жесткость пластины ( $D$ ), в нашем случае – пласта горных пород, имеет следующую зависимость:

$$D = \frac{Eh^2}{12(1-\nu^2)}, \quad (3)$$

где  $E$ ,  $\nu$ ,  $h$  – модуль Юнга, коэффициент Пуассона горных пород и толщина рассматриваемого пласта, соответственно.

Пласты, залегающие выше дренируемой продуктивной залежи, имеют определенные прочностные свойства, поэтому они опускаются (прогибаются) при достижении радиуса дренажа в залежи некоторой критической величины – критического радиуса [5]. Он пропорционален глубинам залегания

продуктивных залежей (месторождений), т. е. чем глубже залегают залежь, тем при большей площади дренирования залежи будет происходить деформация продуктивных пластов и оседание земной поверхности над залежью. Это следует из формулы (3), по которой жесткость пропорциональна квадрату толщины пласта.

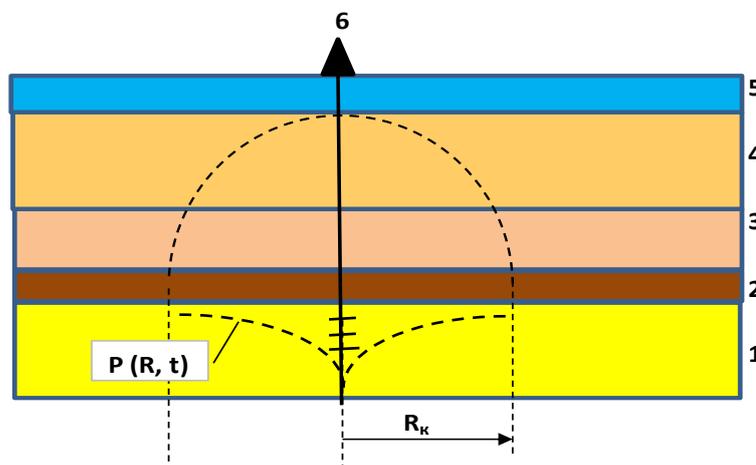
Рассмотрим некоторые дополнительные факторы (кроме глубины залежи), влияющие на динамику техногенных деформационных процессов в залежи и возможность оседания земной поверхности над ней.

#### **Наличие толщи многолетнемерзлых пород**

В работе [5] были получены первые выводы по влиянию толщи многолетнемерзлых пород (ММП) на динамику техногенных процессов. На рис. 1 показана схема залежи, в верхней части разреза горных пород которой имеется толща ММП. Толщу мерзлых пород «5» в этом случае логично рассматривать как жесткую плиту с некоторой несущей способностью явно большей, чем нижележащие немерзлые осадочные горные породы «2», «3», «4». При работе эксплуатационной скважины «б» пластовое давление в продуктивной залежи «1» изменяется от забойного до пластового. При достижении размеров так называемой депрессионной воронки давления  $P = P(r, t)$  критического значения (критического радиуса –  $R_k$ ) для несущей способности горных пород от продуктивного пласта до толщи многолетнемерзлых пород под ней возникает зона разгрузки, т. е. вес толщи ММП ( $P_{мп}$ ) не будет суммироваться с горным давлением нижележащих пластов.

На скелет горных пород дренируемых пластов будет действовать давление  $P = P_{\Gamma} - P_{пл} - P_{МП}$ , в результате деформация горных пород дренируемых пластов

в продуктивной залежи будет происходить только при достижении величины снижения пластового давления ниже горного давления толщи ММП ( $\Delta P > P_{МП}$ ).



- 1 – продуктивная залежь
- 2 – покрывка залежи
- 3, 4 – пласты горных пород над покрывкой
- 5 – толщина ММП
- 6 – эксплуатационная скважина

Рис. 1. Схема залежи с многолетнемерзлыми породами

Fig. 1. Scheme of the deposit with permafrost rocks

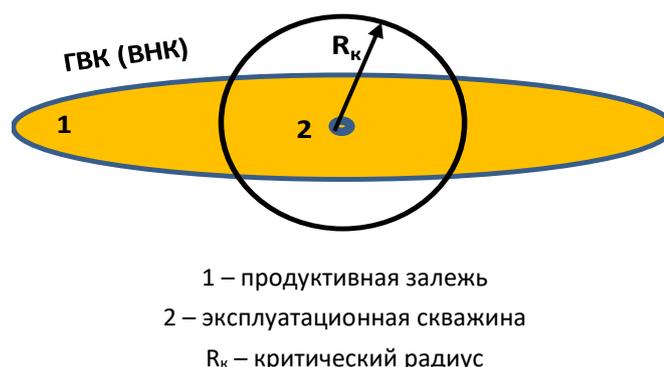
При превышении размеров площади возмущения величины несущей способности толщи многолетнемерзлых пород происходит суммирование горных давлений всех пластов горных пород над продуктивной залежью. Поэтому на скелет горных пород продуктивной залежи резко возрастает нагрузка, происходит деформация дренируемых пластов и соответствующее опускание земной поверхности над месторождением. Дальнейшие деформационные процессы протекают так же, как и у месторождений без ММП.

#### Размеры и форма залежи

Известны месторождения, имеющие сравнительно небольшие размеры, например,

продуктивные коллекторы которых приурочены к палеоруслу рек, отличающиеся большой протяженностью, но малой шириной.

Принципиальная схема подобного месторождения показана на рис. 2. При работе эксплуатационной скважины «2» по мере снижения пластового давления в призабойной зоне залежи «1» один из линейных размеров области дренирования остается меньше двух критических радиусов для горных пород над продуктивной залежью такого месторождения. Поэтому разработка подобных месторождений будет происходить без проявления техногенных деформационных процессов на земной поверхности.



**Рис. 2.** Схема залежи с одним из линейных размеров меньше критического радиуса

**Fig. 2.** Scheme of the deposit with one of the linear dimensions less than the critical radius

На несущую способность горных пород влияет и форма залежи по вертикали. Примером могут служить широко распространенные залежи (месторождения) в виде антиклинальной складки (рис. 3). При такой форме залежи чем больше углы наклона крыльев складки, тем больше так называемый «арочный эффект». Горные породы пластов над продуктивной залежью приобретают дополнительные несущие способности по сравнению с их горизонтальным положением. Кроме того, на дренируемые пласты продуктивной залежи в этом случае действует только

часть горного давления –  $P = P_r \cdot \cos \alpha$ , величина которой уменьшается с увеличением угла наклона крыльев складки ( $\alpha$ ) (см. рис. 3). Потому разработка таких залежей, также как и в предыдущем примере, может происходить без проявления на земной поверхности признаков техногенных процессов, происходящих в залежи, или с задержкой времени на преодоление дополнительных несущих способностей пластов горных пород, т. е. при большем снижении начальных пластовых давлений в дренируемых пластах.



**Рис. 3.** Схема залежи, при разработке которой действует «арочный эффект»

**Fig. 3.** Scheme of the deposit undergoing the “arch effect” during its development

### Динамика техногенных процессов в межскважинном пространстве

Первые исследования по динамике техногенных деформационных процессов в межскважинном пространстве были проведены в работе [5], затем продолжены в работе [12]. В них была показана возможность существования в указанном пространстве зон с первоначальным пластовым давлением – опорных зон. В настоящей работе автор приводит данные о дальнейшем развитии выполненных исследований.

Проследим динамику развития этих деформационных процессов на примере работы двух соседних скважин (рис. 4). При пуске скважин в эксплуатацию пропорционально времени их работы растут размеры областей, дренируемые ими. Допустим, что критический радиус ( $R_k$ ), т. е. несущая способность вышележащих горных пород, несколько меньше половины расстояния между скважинами ( $L_c$ ). До момента смыкания депрессионных воронок, например, на момент времени  $t_1$  ( $P = P(r, t_1)$  на рис. 4а) при достижении размеров зоны возмущения размеров критического радиуса ( $R_b = R_k$ ) начинается опускание кровли пласта и дневной поверхности в зоне возмущения –  $\Delta H = \Delta H(r, t_1)$ .

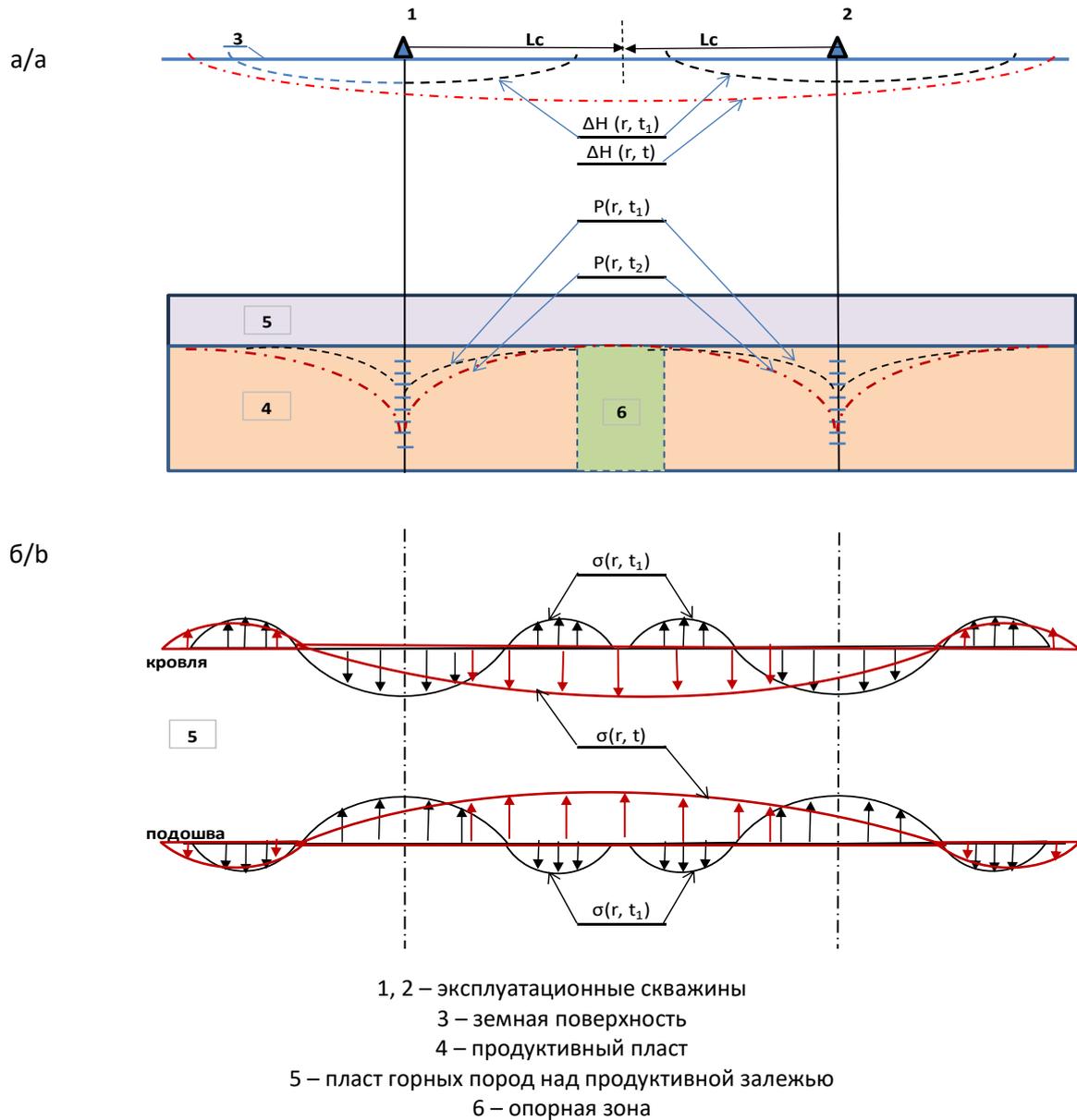
Массив горных пород выше продуктивного пласта между скважинами в невозмущенной части держится на зонах с первоначальным пластовым давлением, которые можно назвать опорными зонами. Площади этих опорных зон по мере роста размеров областей дренирования скважин уменьшаются, происходит как бы их подтачивание. При смыкании областей дренирования ( $P = P(r, t_2)$  на рис. 4а)

опорная зона между скважинами пропадает, при этом две области дренирования с размерами  $2L_c$  превращаются в одну с размерами  $4L_c$ , начинается опускание кровли продуктивного пласта и дневной поверхности между скважинами в соответствии с закономерностью формулы (1).

Рассмотрим динамику напряжений в кровле и подошве пласта горных пород над продуктивным пластом (рис. 4б).

До момента смыкания областей дренирования скважин (при времени работы скважин  $t_1 \leq t_2$ ) указанный пласт горных пород в районе каждой скважины имеет тенденцию к прогибанию, поэтому в центре кровли его (около скважины) будут расти сжимающие касательные напряжения, которые будем считать отрицательными, а на периферии кровли около границ областей дренирования растут растягивающие касательные напряжения, которые считаем положительными. В подошве рассматриваемого пласта горных пород касательные напряжения имеют противоположный характер (рис. 4б, черный цвет).

При смыкании областей дренирования начинается опускание массива горных пород над продуктивным пластом между скважинами, поэтому в центре кровли его, там, где до момента времени  $t_2$  росли растягивающие напряжения, появляются сжимающие касательные напряжения, которые увеличиваются по мере снижения начального пластового давления и роста амплитуды осадки земной поверхности. Аналогичным образом в центре пласта горных пород над продуктивным пластом также меняется знак касательных напряжений (рис. 4б, красный цвет).



**Рис. 4.** Динамика техногенных деформационных процессов в межскважинном пространстве:  
 а – схема развития деформационных процессов в межскважинном пространстве при работе двух соседних скважин;  
 б – изменения напряжений в кровле и подошве пласта горных пород над дренируемой залежью

**Fig. 4.** Dynamics of technogenic deformation processes in the interwell space:  
 а – Scheme of the development of deformation processes in the interwell space during operation of two neighboring wells  
 б – changes in stresses in the roof and bottom of the formation rocks above the drained deposit

Таким образом, в области исчезнувшей опорной зоны в пласте горных пород над продуктивным пластом происходит скачкообразное изменение направления касательных напряжений в кровле и подошве массива горных пород. Следует

заметить, что величина этого скачкообразного изменения напряжений будет тем выше, чем с большими депрессионными изменениями начального пластового давления соединяются зоны отбора пластового флюида.

Таким примером могут являться работа соседних кустов скважин с аномальными изменениями начальных пластовых давлений в ограниченных зонах залежи и последующее объединение этих зон. Ускорению процесса смыкания областей дренирования и ликвидации опорных зон между скважинами могут служить дополнительные эксплуатационные скважины, сооружаемые и вводимые в эксплуатацию при сгущении первоначальной сетки скважин. В этом случае смыкание указанных зон происходит с меньшими перепадами напряжений. Исчезновение опорной зоны и скачкообразное изменение касательных напряжений может служить причиной техногенных сейсмоявлений.

Весь массив горных пород над продуктивным пластом (залежью) состоит из различных пластов и пропластков, каждый из которых имеет свои прочностные свойства. При развитии деформационных процессов возникают касательные напряжения в кровле и подошве каждого пласта, а это значит, как видно из эпюр напряжений на рис. 4б, что на контакте пластов (в кровле нижележащего и подошве вышележащего) напряжения имеют противоположный характер. Т. е. при деформации всего массива горных пород над продуктивным пластом могут происходить подвижки пластов, слагающих этот массив, относительно друг друга при превышении возникающих касательных напряжений сил сцепления горных пород рассматриваемых пластов. Более пластичные и менее жесткие пласты могут выступать в качестве плоскостей, по которой будут происходить относительные подвижки выше и ниже расположенных пластов горных пород разреза.

В работе [13] авторами также показана возможность образования опорных

зон в межскважинном пространстве и сейсмоявлений при разрушении этих зон в результате дренирования, но после проведения гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах.

### **Выводы**

1. Техногенные деформационные процессы дренируемых пластов месторождения и изменение высотного положения земной поверхности над месторождением происходят после превышения возникающих напряжений жесткости (несущей способности) пластов горных пород над месторождением.

2. Наличие ММП в разрезе горных пород месторождения повышает их жесткость и замедляет проявление деформационных процессов на дневной поверхности.

3. На динамику техногенных деформационных процессов влияют размеры и форма месторождения.

4. При разработке месторождения техногенные процессы в дренируемых пластах сопровождаются развитием разнонаправленных касательных напряжений на контактах пластов горных пород над месторождением в межскважинном пространстве.

5. Разработка месторождения с максимальным одновременным охватом всей площади продуктивности способствует снижению негативных последствий техногенных процессов в межскважинном пространстве.

6. Более точная оценка рисков от развития техногенных деформационных процессов требует применения достаточно детального геомеханического моделирования.

**Конфликт интересов**

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

**Список источников**

1. Терновой Ю.В., Сергеев В.Н., Гниловской В.Г. и др. О деформации земной поверхности на разрабатываемом Северо-Ставропольском месторождении газа // Доклады АН СССР. 1965. Т. 164, № 4. С. 885–888.
2. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Канашиук В.Ф. О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Советская геология. 1983. № 7. С. 109–117.
3. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н. Особенности геологического строения и разработки нефтяного месторождения «Уилмингтон» в Калифорнии // Бурение и нефть. 2016. № 9. С. 22–27.
4. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Особенности геологического строения и разработки нефтегазовых месторождений в регионе Северного моря. «Гронинген» и «Экофиск» // Бурение и нефть. 2014. № 4. С. 4–8.
5. Тупысев М.К. Техногенные деформационные процессы при разработке газовых месторождений. М.: ИРЦ «Газпром», 1997. 28 с. (Серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: обзор. информ.).
6. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs // Journal of Petroleum Technology. 1973. Vol. 25, No. 6. P. 734–744. <https://doi.org/10.2118/3730-PA>
7. Гаттенбергер Ю.П. Причины и прогноз проседаний земной поверхности в районах разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. 1984. Т. 59, Вып. 1. С. 108–118.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Баренблатт Г.И., Ентов В.М. и др. О возможном влиянии начального градиента на разработку многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1970. № 1. С. 39–45.
9. 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>
10. Зотов Г.А., Тверковкин С.М. Гидродинамические методы исследований газовых скважин. М.: Недра, 1970. 192 с.
11. Тимошенко С.П. Устойчивость стержней, пластин, оболочек. М.: Наука, 1971. 808 с.
12. Максимов В.М., Тупысев М.К., Кульпин Л.Г., Пронюшкина С.М. Природно-техногенные осложнения при освоении месторождений углеводородов Арктического шельфа и подводном транспорте газа // Бурение и нефть. 2015. № 1. С.24–29.
13. Верисокин А.Е., Зиновьева Л.М., Граб А.Н., Сериков Д.Ю. Механизм деформационных процессов, возникающих при проведении гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 10. С. 50–53. <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2018-10-50-53>

**Информация об авторе**

*Михаил Константинович Тупысев* – к.т.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3890-7046, <https://orcid.org/0009-0000-7823-768X>; e-mail: [m.tupysev@mail.ru](mailto:m.tupysev@mail.ru)

**Поступила в редакцию 29.02.2024**

**ENVIRONMENTAL MONITORING AND INDUSTRIAL SECURITY OF OIL AND GAS FACILITIES**

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art5>**Analysis of the dynamics of technogenic deformation processes during the development of oil and gas fields on the Earth's surface****M.K. Tupysev** ✉

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

**Abstract.** The need to take into account technogenic deformation processes during the development of oil and gas fields is due to their various negative consequences. The influence of the stiffness (load-bearing capacity) of rocks, including permafrost, over the developed deposit, its size and shape on the dynamics of technogenic deformation processes of drained formations and the manifestation of these processes on the daylight surface is shown. The dynamics of technogenic processes of rocks in the interwell space is described. In order to reduce the negative consequences of technogenic processes, uniform drainage of the entire area of the developed field is proposed.

**Keywords:** technogenic deformation processes, size and shape of deposits, interwell space, technogenic seismic manifestations

**Funding:** the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800272-4).

**For citation:** Tupysev M.K. Analysis of the dynamics of technogenic deformation processes during the development of oil and gas fields on the Earth's surface. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 60–71. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art5>

---

✉ Mikhail K. Tupysev, e-mail: [m.tupysev@mail.ru](mailto:m.tupysev@mail.ru)

© Tupysev M.K., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

**Conflict of interests**

The author declares no conflict of interests.

**References**

1. Ternovoy Yu.V., Sergeev V.N., Gnilovskoy V.G. et al. 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.).
2. Petrenko V.I., Il'chenko L.A., Kanashuk V.F. The mechanism of surface subsidence during the extraction of commercial liquid and gas deposits. *International Geology Review*. 1984. Vol. 26, No. 5. P. 553–562. <https://doi.org/10.1080/00206818409466583>
3. Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V., Kargina T.N. Peculiarities of geologic structure and development of Wilmington oil field in California. *Burenie i nef't'*. 2016. No. 9. P. 22–27. (In Russ.).
4. Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V. Peculiarities of geologic structure and development of oil and gas fields in North Sea's region. Groningen and Ekofisk. *Burenie i nef't'*. 2014. No. 4. P. 4–8. (In Russ.).
5. Tupysev M.K. *Technogenic Deformation Processes in the Development of Gas Fields*. Moscow: Gazprom AIC, 1997. 28 p. (Series: Development and Operation of Gas and Gas-Condensate Fields: Survey Data). (In Russ.).
6. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*. 1973. Vol. 25, No. 6. P. 734–744. <https://doi.org/10.2118/3730-PA>
7. Gattenberger Yu.P. Causes and forecast of subsidence of the Earth's surface in the areas of developed oil and gas fields. *Bulletin of Moscow Society of Naturalists. Geological Series*. 1984. Vol. 9, No. 1. P. 108–118. (In Russ.).
8. Mirzajanzade A.Kh., Barenblatt G.I., Entov V.M. et al. On the possible influence of the initial gradient on the development of multilayer gas and gas condensate fields under the water pressure regime. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Nef't' i gaz*. 1970. No. 1. P. 39–45. (In Russ.).
9. Tupysev M.K. Effect of man-made processes on water content in gas well products. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2020. No. 1(28). P. 6. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art6>
10. Zotov G.A., Tverkovkin S.M. *Hydrodynamic Methods of Gas Well Research*. Moscow: Nedra, 1970. 192 p. (In Russ.).
11. Timoshenko S.P. *Stability of Bars, Plates, Shells*. Moscow: Nauka, 1971. 808 p. (In Russ.).
12. Maksimov V.M., Tupysev M.K., Kulpin L.G., Pronyushkina S.M. Natural and technology hazards during the hydrocarbon field developing of the Arctic shelf and the underwater gas transportation. *Burenie i nef't'*. 2015. No. 1. P. 24–29. (In Russ.).
13. Verisokin A.E., Zinovieva L.M., Grab A.N., Serikov D.Yu. The mechanism of deformation processes that occur when conducting hydraulic fracturing of a formation in horizontal wells. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2018. No. 10. P. 50–53. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2018-10-50-53>

**Information about the author**

Mikhail K. Tupysev – Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-7823-768X>; e-mail: m.tupysev@mail.ru

Received 29.02.2024

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ЗЕМНОЙ КОРЫ: ВЫЗОВЫ СОВРЕМЕННОЙ ЭКОНОМИКИ**

Оригинальная статья

УДК [303.6+303.7]:001.8

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art6>**Выявление актуальных задач энергетического перехода  
в публикациях агрегатора контента научных публикаций Scilit.  
Часть 1. Кластеризация ключевых слов****Б.Н. Чигарев** ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* Доступ российских исследователей к Scopus и Web of Science стал ограничен, поэтому актуальным становится использование открытых реферативных баз данных. *Цель работы.* Выявление актуальных задач энергетического перехода в публикациях, представленных в агрегаторе контента для научных публикаций с бесплатным доступом Scilit. *Материалы и методы.* Тематика публикаций определялась путем кластеризации ключевых слов с использованием программы VOSviewer. В работе использовались 9988 библиометрических записей статей за 2019–2023 гг. *Результаты.* Определены актуальные вопросы энергетического перехода, заслуживающие дальнейшего изучения, в том числе: преимущества энергетического перехода для энергетических систем, важность информационно-коммуникационных технологий, изучение гуманитарных и социальных аспектов, основные проблемы справедливого перехода, актуальные вопросы водородной экономики, преимущества цифровой экономики и основные вызовы на пути к энергетическому переходу. *Выводы.* Большинство публикаций посвящено целям устойчивого развития «Доступная и чистая энергия» и «Борьба с изменением климата». Наиболее широко представлены публикации авторов из европейских институтов, а также китайских вузов. Определены журналы, в которых публикуются основные статьи по энергетическому переходу, представленные в Scilit. Предлагаемый подход к определению тематики публикаций позволил выделить задачи для дальнейшего, более детального исследования.

**Ключевые слова:** энергетический переход, актуальные темы исследований, агрегатор контента Scilit, библиометрический анализ

**Финансирование:** работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800270-0).

**Для цитирования:** Чигарев Б.Н. Выявление актуальных задач энергетического перехода в публикациях агрегатора контента научных публикаций Scilit. Часть 1. Кластеризация ключевых слов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 72–94. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art6>

---

✉ Чигарев Борис Николаевич, e-mail: [bchigarev@ipng.ru](mailto:bchigarev@ipng.ru)

© Чигарев Б.Н., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

## **Введение**

### **Актуальность исследования**

Прекращение доступа российских исследователей к ведущим реферативным базам данных Scopus и Web of Science затрудняет анализ по выявлению актуальных направлений исследований, но не исключает возможности их проведения. Такая ситуация способствует переходу к использованию реферативных баз данных открытого доступа.

В целом открытые платформы уступают Scopus и Web of Science по полноте полей в библиометрических записях, но, в зависимости от задачи, не все эти поля бывают востребованными. Приведенный ниже краткий обзор литературы указывает на актуальность библиометрического анализа темы «Энергетический переход». Автору не удалось найти исследований по данной теме, выполненных с использованием платформы Scilit. Учитывая открытость и качество данных платформы Scilit, ее использование для тематического анализа публикаций является актуальным.

### **Цель исследования**

Показать возможности использования агрегатора научных публикаций со свободным доступом Scilit для анализа актуальных задач исследований по теме: «Энергетический переход».

### **Краткие характеристики платформы Scilit**

Платформа Scilit ([scilit.net](http://scilit.net)) – это агрегатор контента для научных публикаций с бесплатным доступом, разработана и поддерживается издательством MDPI AG.

Качество данных обеспечивается тем, что Scilit позволяет издателям регистрировать аккаунты и загружать метаданные или полный текст своих публикаций. Наличие DOI – обязательно. Scilit проверяет издателей и публикации, прежде чем разрешить загрузку данных.

На момент написания данной статьи (ноябрь–декабрь 2023 г.) в поиске Scilit доступно 161 млн публикаций.

При осуществлении поиска доступны фильтры: Content Type, Year, Subject, Sustainable Development Goals, Source Title, Publisher, Author, Corresponding Author, Funder, Institute, Country / Territory, MeSH Heading, Chemical Substances, Language, Article Status (Тип содержания, Год, Тема, Цели устойчивого развития, Название источника, Издатель, Автор, Корреспондирующий автор, Финансирующая организация, Институт, Страна / Территория, Рубрика MeSH, Химические вещества, Язык, Статус статьи).

Экспорт библиометрических данных включает поля цитирования и ключевых слов, что важно при оценке актуальности рассматриваемой тематики.

Платформа Scilit предоставляет раздел аналитики – Analytics view.

Дополнительные сервисы платформы:

1) [scilit.net/publications/cited-by-search](http://scilit.net/publications/cited-by-search) – поиск по цитированию, что позволяет найти все цитирующие публикации для данной публикации, поиск осуществляется по DOI.

2) [scilit.net/rankings](http://scilit.net/rankings) – статистика и рейтинги журналов и издательств.

### **Краткий обзор литературы**

Результаты запроса к Scilit – Common Fields [Title, Abstract, Keyword]: “energy transition”, Content Type: Journal Article и применения фильтра – “Information and Library Science” (Общие поля [Название, Аннотация, Ключевое слово]: «энергетический переход», Тип содержания: Статья в журнале и применение фильтра – «Библиотекведение») выдают 193 публикации, что вполне достаточно при выборе статей для краткого обзора литературы по вопросу использования библиометрических данных для анализа актуальных задач энергетического перехода в контексте научных публикаций.

При этом следует отметить, что большинство публикаций, соответствующих данному запросу, не носят характер библиометрических исследований, а скорее являются обзором большого числа литературы.

Так, в высокоцитируемой статье [1] рассматривается актуальная литература по применению интернета вещей (Internet of Things, IoT) в энергетических системах в целом и в контексте интеллектуальных сетей в частности. Обсуждаются такие технологии как IoT, облачные вычисления и различные платформы для анализа данных. Рассматриваются проблемы внедрения IoT в энергетическом секторе, включая конфиденциальность и безопасность.

В статье [2] исследуются текущие глобальные тенденции в энергетическом секторе и перспективы развития энергетики до 2035 года. Доказывается важность оценки рисков при сценарном прогнозировании на основе экспертных оценок. Делается вывод о том, что ископаемая энергетика и возобновляемые источники энергии являются неотъемлемыми частями современной энергетики.

Авторы работы [3] анализируют расширение использования децентрализованной генерации возобновляемой энергии, накопителей и интеллектуальных приборов учета, которые требуют новых бизнес-моделей и механизмов координации в энергетическом секторе. Для этого в работе используются существующие научные публикации, отчеты, сообщения в блогах и на веб-сайтах, позволяющие обсудить, какие виды деятельности и характеристики экономики совместного использования могут быть применимы к энергетическому сектору.

Если вместо фильтра “Information and Library Science” («Информационная и

библиотечная наука» – «Библиотечное ведение») использовать дополнительное ограничение к запросу – AND (Scopus OR “Web of Science”), то система выдаст только 48 статей. Здесь, как и в первом случае, не было ограничения на время публикации.

Статьи из данной выборки, как правило, включают стандартный библиометрический анализ.

В работе [4] обсуждается вопрос о том, как социальные инновации, экономика замкнутого цикла и энергетический переход могут рассматриваться в качестве компонентов устойчивого развития. При анализе использовались данные Web of Science, Scopus и JSTOR.

Авторы работы [5] рассматривают публикации по планированию муниципальных энергетических систем в контексте энергетического перехода. Проведенный библиометрический анализ основан на базе данных 1235 статей из Web of Science с использованием R-инструмента Bibliometrix. Публикации посвящены возобновляемым источникам энергии, оптимизации и гибридным энергетическим системам, а также централизованному теплоснабжению.

Чтобы всесторонне обсудить вопросы перехода к чистой энергетике, авторы статьи [6] использовали комбинацию нескольких инструментов библиометрического анализа, включая HistCite, CiteSpace и R Bibliometrix. В работе использовалась 2191 статья из Web of Science, связанная с чистой энергетикой.

При аналогичном запросе, но с дополнительным ограничением AND “Scilit”, а не AND (Scopus OR “Web of Science”), не было найдено ни одной публикации.

### Материалы и методы

В статье использовались 9988 библиометрических записей, экспортированных из агрегатора контента для научных публикаций Scilit по запросу: “energy transition” («энергетический переход») in Common Fields [Title, Abstract, Keyword]. Дополнительная фильтрация включала: 2019–2023 гг., тип публикаций – только статьи (актуально на 22.11.2023).

Кластеризация, по ключевым словам, проводилась с использованием программы VOSviewer [7].

Для анализа тематики публикаций использовались данные полей Publication Keywords, Times of Cited и Year (Ключевые слова издания, Количество цитирований и

Год), приведенные к формату, используемому платформой Scopus.

Пузырьковые диаграммы, показывающие изменение со временем актуальности используемых ключевых слов, создавались с использованием бесплатной программы Scimago Graphica [8].

### Общие характеристики выборки экспортированных библиометрических данных

На рис. 1–5 представлены общие характеристики выборки экспортированных библиометрических данных, полученные с использованием инструментов Analytics view системы Scilit. Заголовки полей в таблицах соответствуют их написанию в Analytics view.



Рис. 1. Распределение числа публикаций по годам

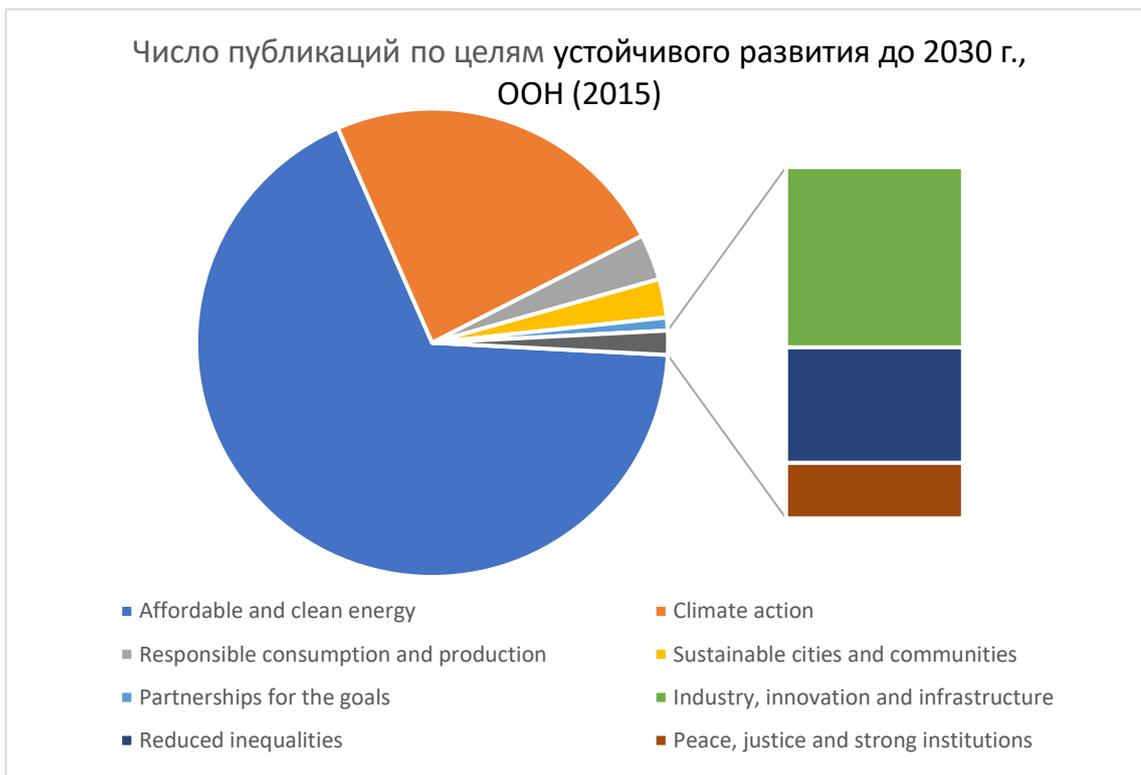
Fig. 1. Distribution of publications by year

Наибольшее число публикаций отнесено к целям в области устойчивого развития – “Affordable and Clean Energy” («Доступная и чистая энергия») и “Climate Action” («Борьба с изменением климата»), см. рис. 2.

Экологические задачи (темы исследований “Environmental”) представлены

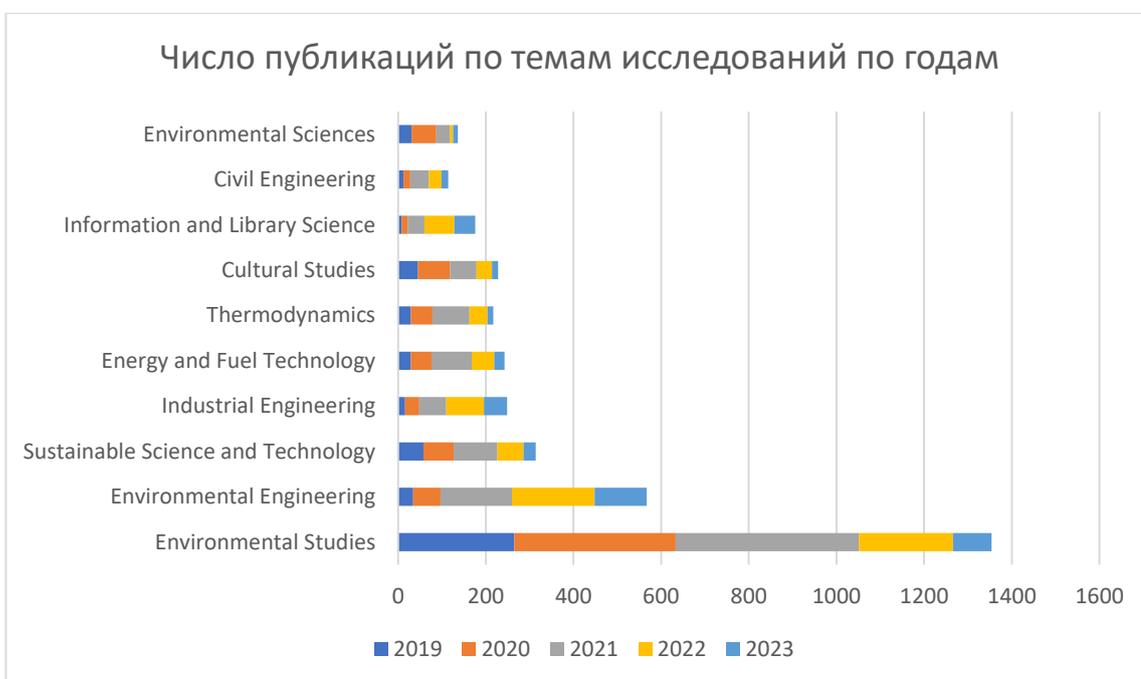
большим числом публикаций в трех направлениях: экологические исследования, экологическая инженерия и науки об окружающей среде (см. рис. 3).

Наиболее широко представлены европейские институты, далее следуют институты Китая: университет Цинхуа и Пекинский университет (см. рис. 4).



**Рис. 2.** Количество публикаций в используемой выборке, которые Scilit относит к конкретной Цели устойчивого развития ООН (Sustainable Development Goal)

**Fig. 2.** Number of publications in the used sample that Scilit attributes to a specific UN Sustainable Development Goal



**Рис. 3.** Распределение количества публикаций по годам, отнесенных Scilit к определенной области исследований (Subject)

**Fig. 3.** Distribution of the number of publications by year attributed by Scilit to a specific Subject

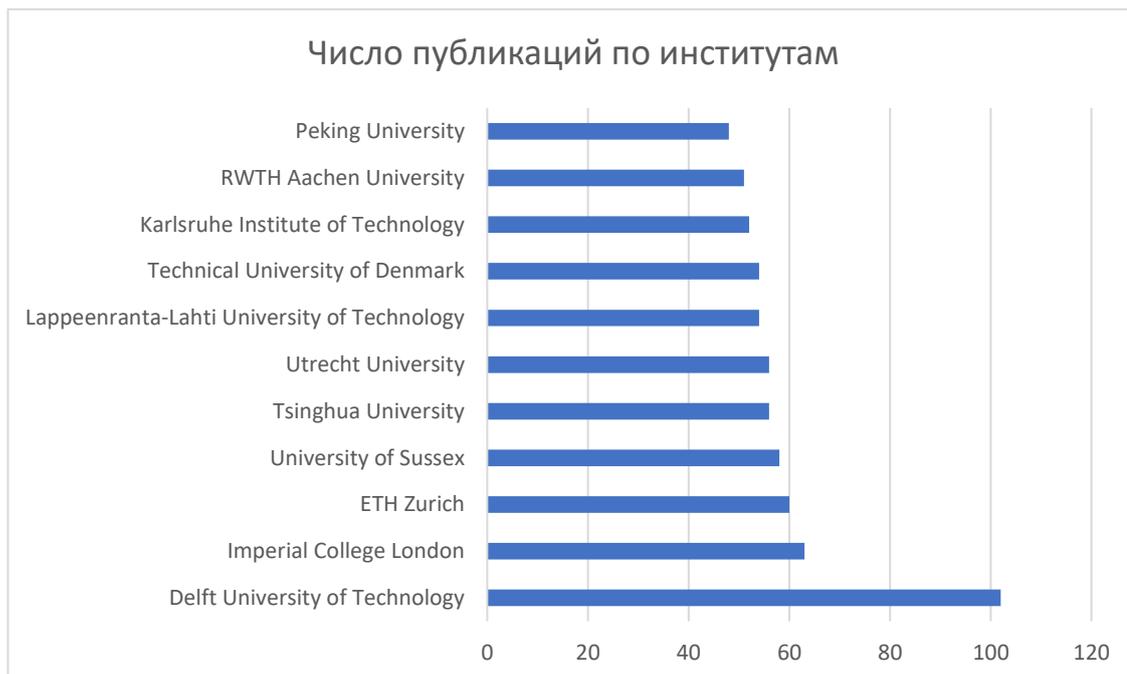


Рис. 4. Институты, авторы которых имеют наибольшее число публикаций в исследуемой выборке

Fig. 4. Institutions whose authors have the highest number of publications in the analyzed sample

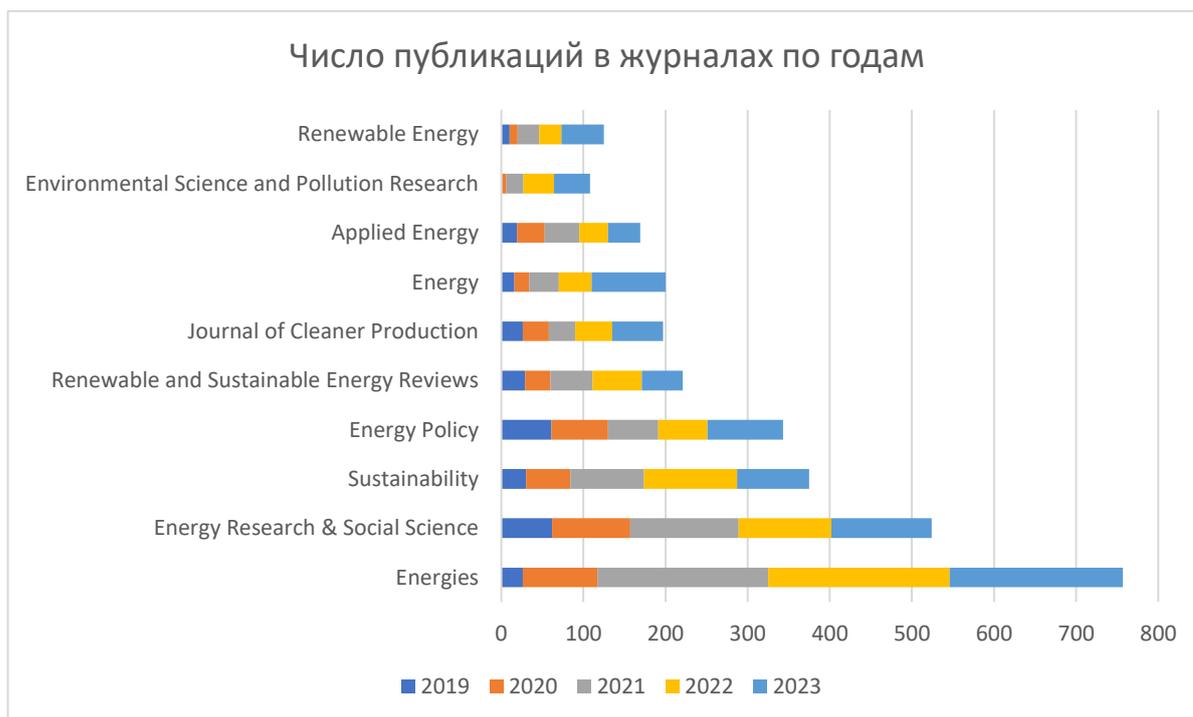


Рис. 5. Журналы с наибольшим числом публикаций в используемой выборке

Fig. 5. Journals with the highest number of publications in the used sample

Из гистограммы, представленной на рис. 5, следует, что журналы Energies и Sustainability выпускаются издательством

MDPI, Environmental Science and Pollution Research – издательством Springer, а остальные – Elsevier.



Тексты, представленные после соответствующих пузырьковых диаграмм, формировались на основе полей библиометрических данных Title и Abstract и дополнительных запросов к системе Scilit.

Согласно руководству по программе VOSviewer, Avg. norm. citations – это среднее нормализованное число цитирований, полученных документами, в которых встречается ключевое слово. Avg. pub. year – средний год публикации документов, в которых встречается ключевое слово или термин.

Нормализованное число цитирований документа равно числу цитирований документа, деленному на среднее число цитирований всех документов, опубликованных в том же году и

включенных в данные, предоставляемые VOSviewer.

Размер пузырька отражает частоту встречаемости ключевого слова (occurrences), цвет – его общую силу связей (total link strength).

Ниже представлены пузырьковые диаграммы, показывающие изменение со временем актуальности ключевых слов с наибольшей встречаемостью и цитированием, для каждого кластера. На всех диаграммах по оси ординат откладываются значения средней нормализованной цитируемости, по оси абсцисс – средние года публикаций, содержащих данное ключевое слово.

Пузырьковая диаграмма для первого кластера приведена на рис. 7.

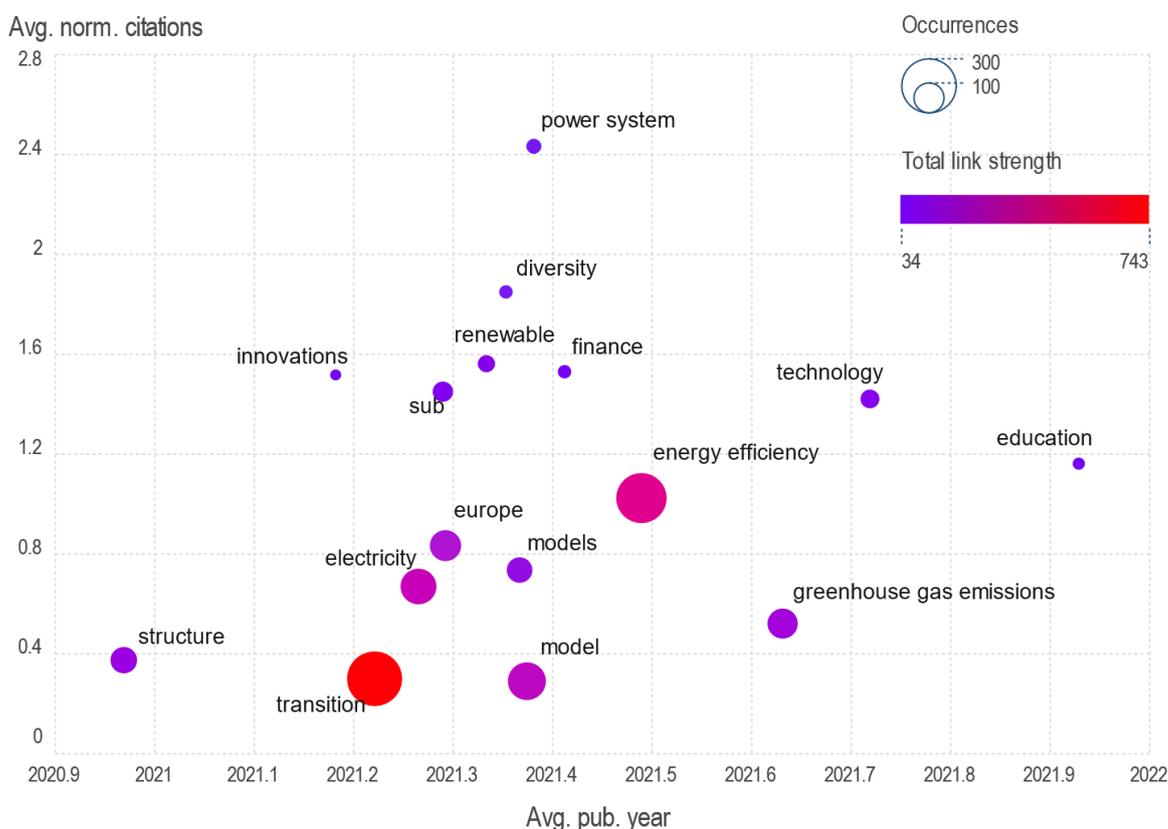


Рис. 7. Диаграмма ключевых слов первого кластера с наибольшей встречаемостью и цитированием

Fig. 7. Diagram of the first cluster keywords with the highest occurrence and citations

**Термин:** “power system” («энергетическая система») – имеет высокую нормализованную цитируемость и широко употребим вне рамок энергетического перехода, следовательно, позволяет расширить контекст исследований. Альтернативой для рассмотрения может служить термин “education” («образование»), отражающий важность подготовки кадров для энергетического перехода, но “power system” больше соотносится с другими терминами данного кластера, такими как: “technology” («технологии»), “innovation” («инновации»), “greenhouse gas emission” («выбросы парниковых газов»).

**Запрос:** Common Fields [Title, Abstract, Keyword]: “energy transition” AND “power system”.

**Результат:** число публикаций по годам: 2023 (399), 2022 (385), 2021 (339), 2020 (210), 2019 (138).

Рост числа публикаций за пять лет – 2,89 раз. Умеренный рост.

**Преимущества энергетического перехода для энергосистем:**

– диверсификация возобновляемых источников энергии повышает энергетическую безопасность, снижает зависимость от импорта и повышает доступность внутренних ресурсов;

– использование возобновляемых источников энергии в энергетических системах способствует развитию технологий и инноваций;

– использование возобновляемых источников энергии в энергетических системах может способствовать достижению климатических целей;

– энергетический переход способствует росту занятости в таких отраслях энергетической системы, как производство солнечных панелей и обслуживание ветряных турбин, поддерживая местную экономику;

– переход на использование чистых источников энергии улучшает состояние окружающей среды, что ведет к улучшению здоровья, например, снижению числа респираторных и сердечно-сосудистых заболеваний.

**Пример актуальной статьи:** “A critical review on environmental impacts of renewable energy systems and mitigation strategies: Wind, hydro, biomass and geothermal” [9] («Критический обзор воздействия систем возобновляемой энергетики на окружающую среду и стратегии смягчения последствий: ветровая, гидроэнергетика, энергия биомассы и геотермальная энергия» – перевод автора), цитируется 225 раз.

**Ключевые положения статьи:**

– ежегодный рост спроса на энергию в мире и его воздействие на окружающую среду имеют решающее значение для глобального энергетического перехода;

– возобновляемые источники энергии могут оказывать негативное воздействие на окружающую среду, что требует тщательного анализа и соблюдения мер предосторожности;

– необходимо учитывать все этапы внедрения возобновляемых источников энергии – от проектирования до вывода из эксплуатации.

На рис. 8 приведена пузырьковая диаграмма для второго кластера.

**Термин:** “ICT” («ИКТ – информационно-коммуникационные технологии») – имеет среднюю нормализованную цитируемость и небольшое число статей, опубликованных в самое последнее время. Термин “energy transition” («энергетический переход») доминирует в данном кластере, остальные – можно рассматривать как его типичные сателлиты.

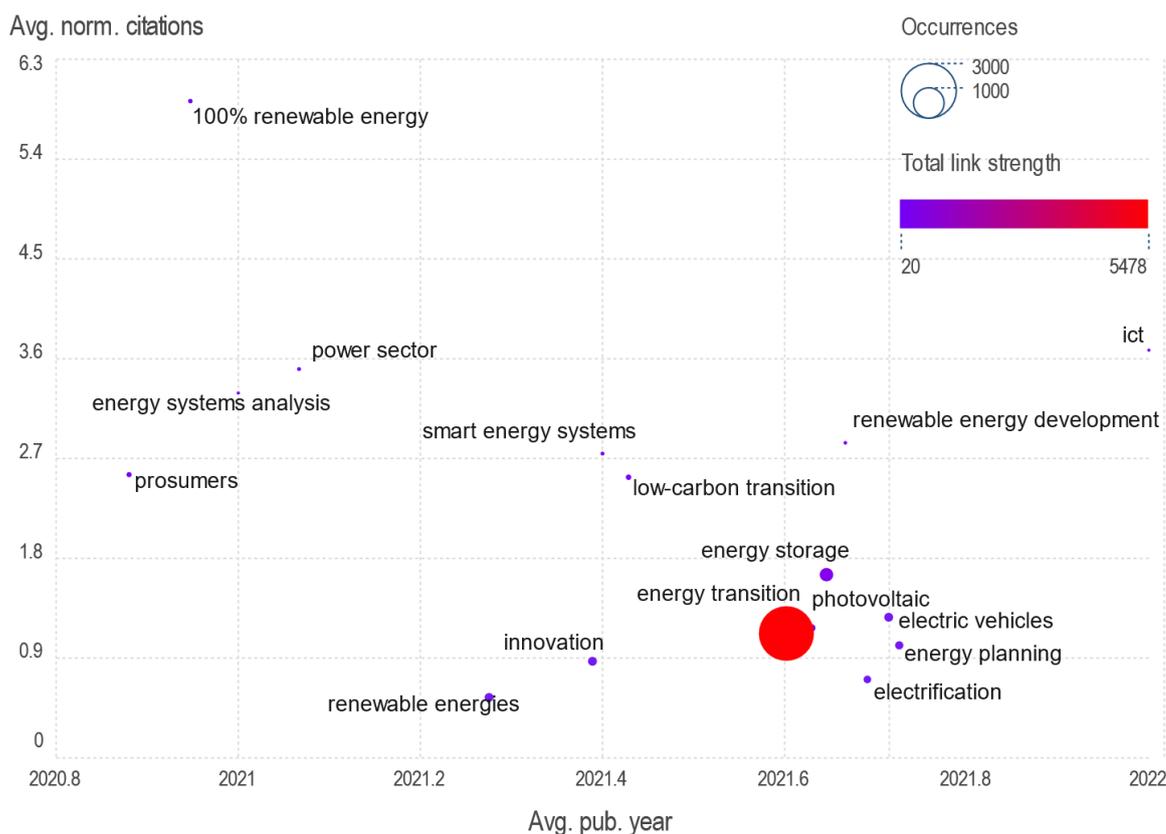


Рис. 8. Диаграмма ключевых слов второго кластера с наибольшей встречаемостью и цитированием

Fig. 8. Diagram of the second cluster keywords with the highest occurrence and citations

**Запрос:** Common Fields [Title, Abstract, Keyword]: “energy transition” AND “ICT”.

**Результат:** число публикаций по годам: 2023 (29), 2022 (14), 2021 (9), 2020 (5), 2019 (3).

Рост числа публикаций за пять лет – 9,7 раз. Высокий рост, при небольшом числе статей.

**Значимость ИКТ для энергетического перехода:** переход от ископаемых видов топлива к возобновляемым источникам энергии сопряжен с рядом вызовов в области ИКТ. К ним относятся: управление данными, интеграция распределенных энергоресурсов, кибербезопасность, совместимость, мониторинг в реальном времени, хранение энергии, электромобили, системы управления зданиями, интел-

лектуальные сети, энергетическая аналитика, искусственный интеллект, машинное обучение, IoT, блокчейн, VR/AR, а также 5G и краевые вычисления.

**Пример актуальной статьи:** “An empirical analysis of the non-linear impacts of ICT-trade openness on renewable energy transition, energy efficiency, clean cooking fuel access and environmental sustainability in South Asia” [10] («Эмпирический анализ нелинейного воздействия прозрачности торговли с использованием ИКТ на переход к возобновляемым источникам энергии, энергоэффективности, доступности чистого топлива для приготовления пищи и экологической устойчивости в Южной Азии» – перевод автора), цитируется 239 раз.

*Ключевые положения статьи:*

– исследуется влияние открытой торговли с использованием ИКТ на переход к использованию возобновляемых источников энергии, энергоэффективность, доступ к более чистым видам топлива и выбросы углерода в экономике стран Южной Азии;

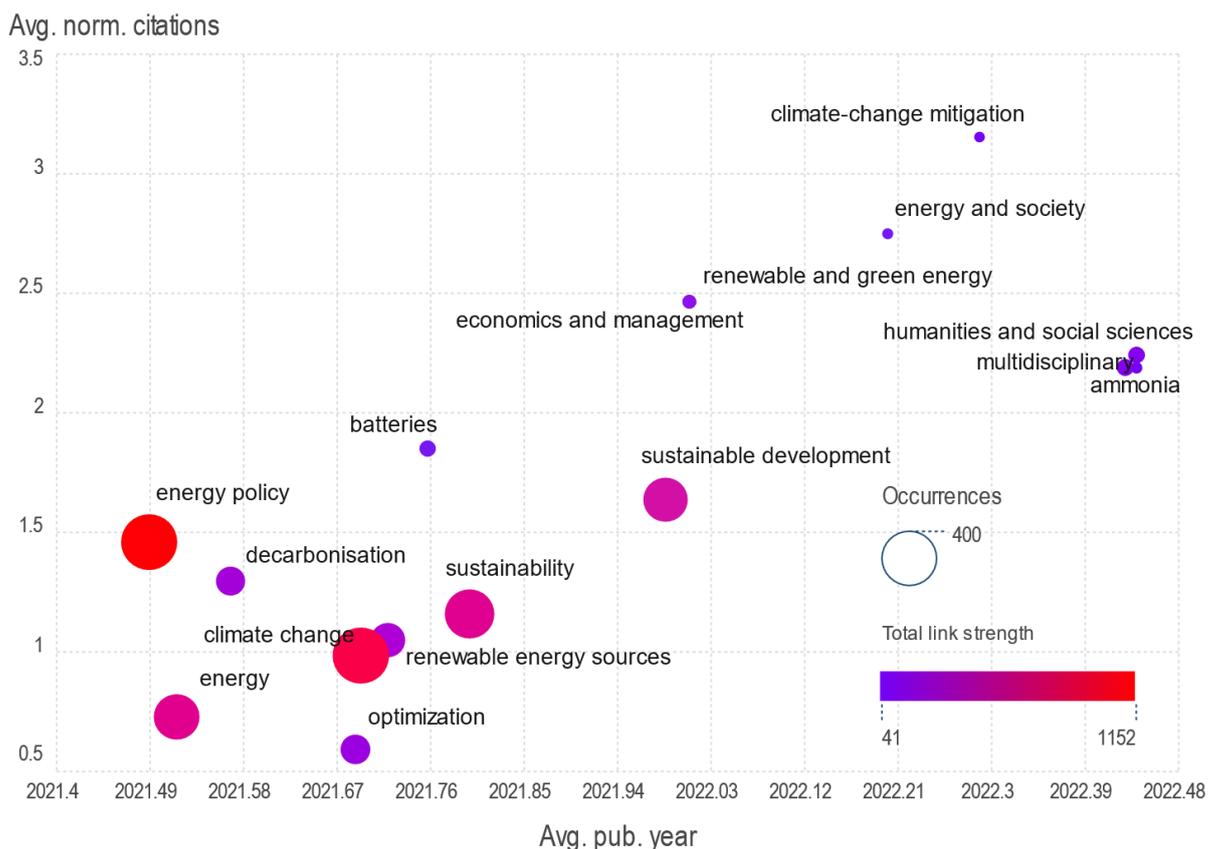
– открытая торговля напрямую увеличивает потребление возобновляемых источников энергии и долю возобновляемых источников энергии;

– открытая торговля снижает энергоемкость и способствует переходу на более чистые виды топлива для приготовления пищи;

– исследование предлагает снизить торговые барьеры и привлечь прямые иностранные инвестиции для повышения энергетической безопасности и экологической устойчивости в Южной Азии.

Снижение торговых барьеров за счет внедрения ИКТ может привлечь прямые иностранные инвестиции в энергетический сектор, но этого недостаточно для локализации производства, создания рабочих мест и обеспечения экономической независимости/безопасности.

Пузырьковая диаграмма для третьего кластера представлена на рис. 9.



**Рис. 9.** Диаграмма ключевых слов третьего кластера с наибольшей встречаемостью и цитированием

**Fig. 9.** Diagram of the third cluster keywords with the highest occurrence and citations

**Термин:** “humanities and social sciences” («гуманитарные и общественные науки») – имеет среднюю нормализованную цитируемость, но преимущественно встречается в новых публикациях.

**Запрос:** Common Fields [Title, Abstract, Keyword]: “energy transition” AND (humanities OR “social sciences”).

**Результат:** число публикаций по годам: 2022 (147), 2023 (132), 2021 (103), 2020 (63), 2019 (43). На 28.11.2023 число публикаций было максимально в 2022 году.

Рост за четыре года составил 3,42 раза.

**Гуманитарные и социальные аспекты энергетического перехода:**

– энергетический переход направлен на улучшение здоровья населения и общего качества жизни за счет сокращения выбросов от использования ископаемого топлива;

– энергетический переход стимулирует экономический рост, инновации и «зеленую» экономику, создавая новые рабочие места в секторах производства, установки и обслуживания возобновляемых источников энергии;

– энергетический переход предусматривает различные стратегии, направленные на повышение социальной справедливости и обеспечение всеобщего доступа к чистой энергии;

– энергетический переход способствует участию общественности в принятии решений по развитию энергетических систем, продвигает проекты по использованию возобновляемых источников энергии и децентрализованных систем;

– энергетический переход способствует развитию практик устойчивого развития, образования и междисциплинарных исследований в области возобновляемых источников энергии, изменения климата и экологической справедливости.

**Пример актуальной статьи:** “Expanding the scope and implications of

energy research: A guide to key themes and concepts from the Social Sciences and Humanities” [11] («Расширение рамок и последствий исследований в области энергетики: руководство по ключевым темам и концепциям в области общественных и гуманитарных наук» – перевод автора), цитируется 62 раза.

**Ключевые положения статьи:**

– представлен обзор основных исследований в области социальных и гуманитарных наук (Energy-SSH), связанных с энергетикой в Европе;

– исследование основывается на четырех обзорах литературы в рамках проекта ЕС «Горизонт 2020» SHAPE ENERGY;

– в центре внимания – энергоэффективность, низкоуглеродное энергообеспечение, оптимизация энергосистем и декарбонизация транспорта;

– выделяются приоритеты будущих исследований и политики в области энергетических и социальных технологий.

Тема социальных аспектов в энергетических исследованиях актуальна, но доминируют исследования, касающиеся экономически развитых стран. Социальные проблемы стран Глобального Юга могут существенно отличаться.

Приведенные в статье утверждения, например, в таких разделах, как «Преимущества энергетического перехода для сохранения природных ресурсов», отражают их доминирование в текстах собранных метаданных, но не исключают критического отношения к ним при более детальном рассмотрении конкретной темы, например, проблемы добычи, производства и утилизации материалов, используемых в возобновляемой энергетике. «Грязные» производства могут размещаться в бедных странах, а экологические преимущества достигаться в экономически развитых странах.

На рис. 10 приведена пузырьковая диаграмма для четвертого кластера.

**Термин:** “just transition” («справедливый переход») – достаточно большое число публикаций, связанных с другими

терминами («энергетическая бедность», «энергетическая демократия», «энергетическая справедливость»), у термина невысокая цитируемость, но он чаще встречается в новых публикациях.

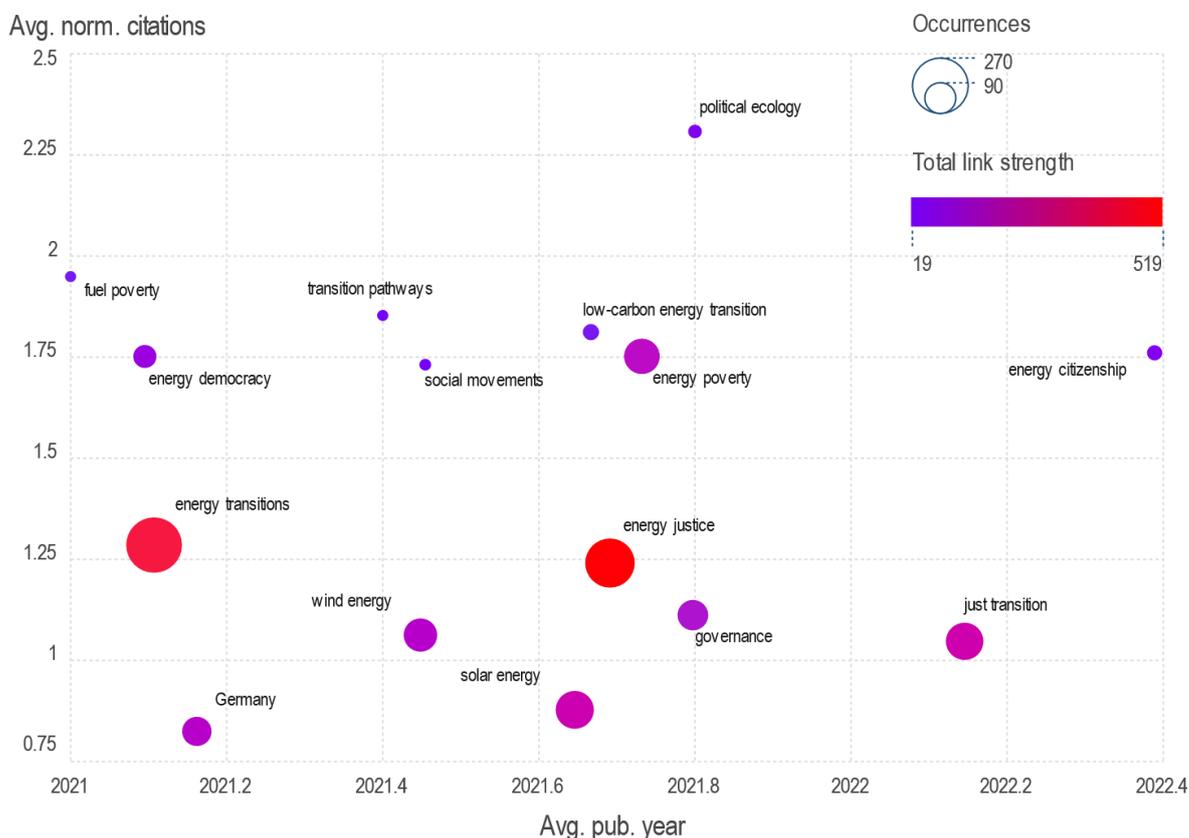


Рис. 10. Диаграмма ключевых слов четвертого кластера с наибольшей встречаемостью и цитированием

Fig. 10. Diagram of the fourth cluster keywords with the highest occurrence and citations

**Запрос:** Common Fields [Title, Abstract, Keyword]: “energy transition” AND “just transition”.

**Результат:** число публикаций по годам: 2023 (188), 2022 (140), 2021 (125), 2020 (73), 2019 (32)

Рост числа публикаций за пять лет – 5,88 раз.

**Ключевые вызовы на пути к справедливому энергетическому переходу:**

– проблема справедливого распределения выгод и затрат, особенно среди

социально уязвимых групп населения и домохозяйств с низким уровнем дохода;

– вопросы создания рабочих мест при сокращении занятости в отраслях, использующих ископаемое топливо;

– учет интересов местного населения при разработке проектов в области возобновляемой энергетики;

– обеспечение общедоступности чистой энергетики, предотвращение энергетической бедности и достижение социальной справедливости;

– содействие образованию в области технологий возобновляемых источников энергии и энергоэффективности.

**Пример актуальной статьи:** “The justice and equity implications of the clean energy transition” [12] («Значение перехода к экологически чистой энергетике с точки зрения справедливости и равенства» – перевод автора), цитируется 360 раз.

**Ключевые положения статьи:**

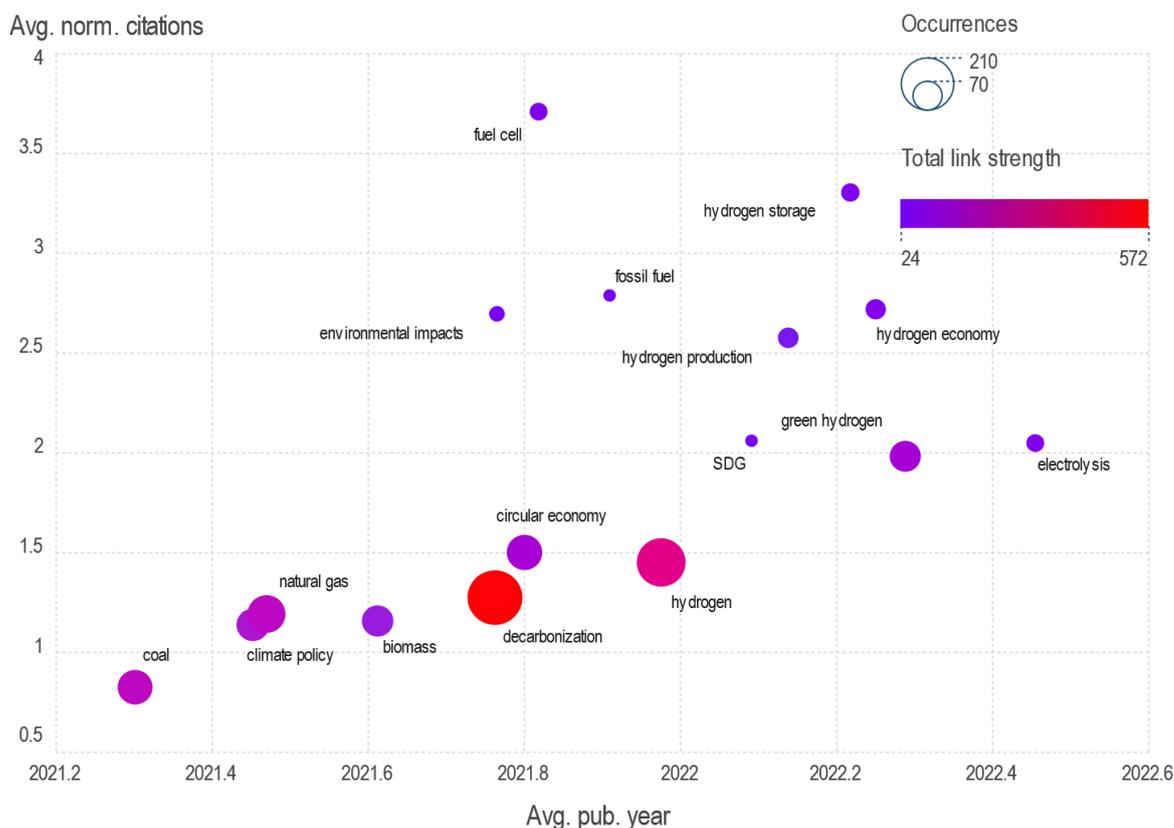
– сокращение выбросов углекислого газа в энергетическом секторе необходимо для ограничения последствий изменения климата;

– снижение выбросов углекислого газа возможно за счет вторичного производства энергии, конечных потребителей энергии и взаимозависимости секторов;

– проблемы декарбонизации энергетики включают в себя экологическую устойчивость, надежность поставок, экономическую стабильность и социальные аспекты;

– глобальный налог на выбросы углерода представляется наиболее перспективным инструментом ускорения декарбонизации.

Пузырьковая диаграмма для пятого кластера представлена на рис. 11.



**Рис. 11.** Диаграмма ключевых слов пятого кластера с наибольшей встречаемостью и цитированием

**Fig. 11.** Diagram of the fifth cluster keywords with the highest occurrence and citations

**Термин:** “hydrogen economy” («водородная экономика») – часто встречается в новых публикациях, имеет среднюю нормализованную цитируемость и широко

употребим вне рамок энергетического перехода. Связанные термины: «водород», «зеленый водород», «хранение водорода», «производство водорода», «электролиз».

**Запрос:** Common Fields [Title, Abstract, Keyword]: “energy transition” AND “hydrogen economy”.

**Результат:** число публикаций по годам: 2023 (66), 2022 (59), 2021 (39), 2020 (16), 2019 (6).

Рост числа публикаций за пять лет – 11 раз.

**Актуальные проблемы водородной экономики для энергетического сектора:**

водородная экономика, являющаяся низкоуглеродной альтернативой ископаемому топливу, сталкивается с рядом проблем, включая высокие производственные затраты, неразвитую инфраструктуру, проблемы безопасности, энергоэффективности, масштабируемости, регулирования, общественного признания, технических проблем и конкуренции со стороны других низкоуглеродных источников. Чтобы полностью реализовать свой потенциал, правительства, лидеры отрасли и исследователи должны сотрудничать для разработки инновационных решений и создания устойчивого низкоуглеродного будущего. Решение этих вопросов имеет решающее значение для успеха водородной экономики.

**Пример актуальной статьи:**

“Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges” [13] («Водородные энергетические системы: критический обзор технологий, применения, трендов и вызовов» – перевод автора), цитируется 648 раз.

**Ключевые положения статьи:**

– представлены характеристики водородных технологий и приведены экспериментальные результаты;

– на примере мировых проектов приведены примеры энергетических систем, работающих на водороде;

– исследовано текущее состояние себестоимости и производительности систем, работающих на водороде;

– представлен подробный статистический анализ публикаций;

– обсуждаются перспективы и вызовы, связанные как с технологическими, так и с социальными аспектами.

Переход к водородной экономике потребует решения целого ряда вопросов, связанных с высокими производственными затратами, инфраструктурой, безопасностью и энергоэффективностью, исследованиями и разработками, а также экономическим и правовым регулированием.

На рис. 12 приведена пузырьковая диаграмма для шестого кластера.

**Термин:** “digital economy” («цифровая экономика») – часто встречается в новых публикациях, имеет среднюю нормализованную цитируемость и широко употребим вне рамок энергетического перехода.

**Запрос:** Common Fields [Title, Abstract, Keyword]: “energy transition” AND “digital economy”.

**Результат:** число публикаций по годам: 2023 (24), 2022 (17), 2021 (8), 2019 (7), 2020 (5).

Рост числа публикаций за пять лет – 4,8 раз.

**Преимущества цифровой экономики для энергетического сектора:**

– цифровая экономика способствует созданию интеллектуальных сетей, средств связи и анализа данных для эффективного управления энергетикой;

– цифровая экономика содействует интеграции возобновляемых источников энергии за счет внедрения алгоритмов прогнозирования, аналитики больших данных и машинного обучения для оптимизации стабильности энергосистемы и баланса спроса и предложения;

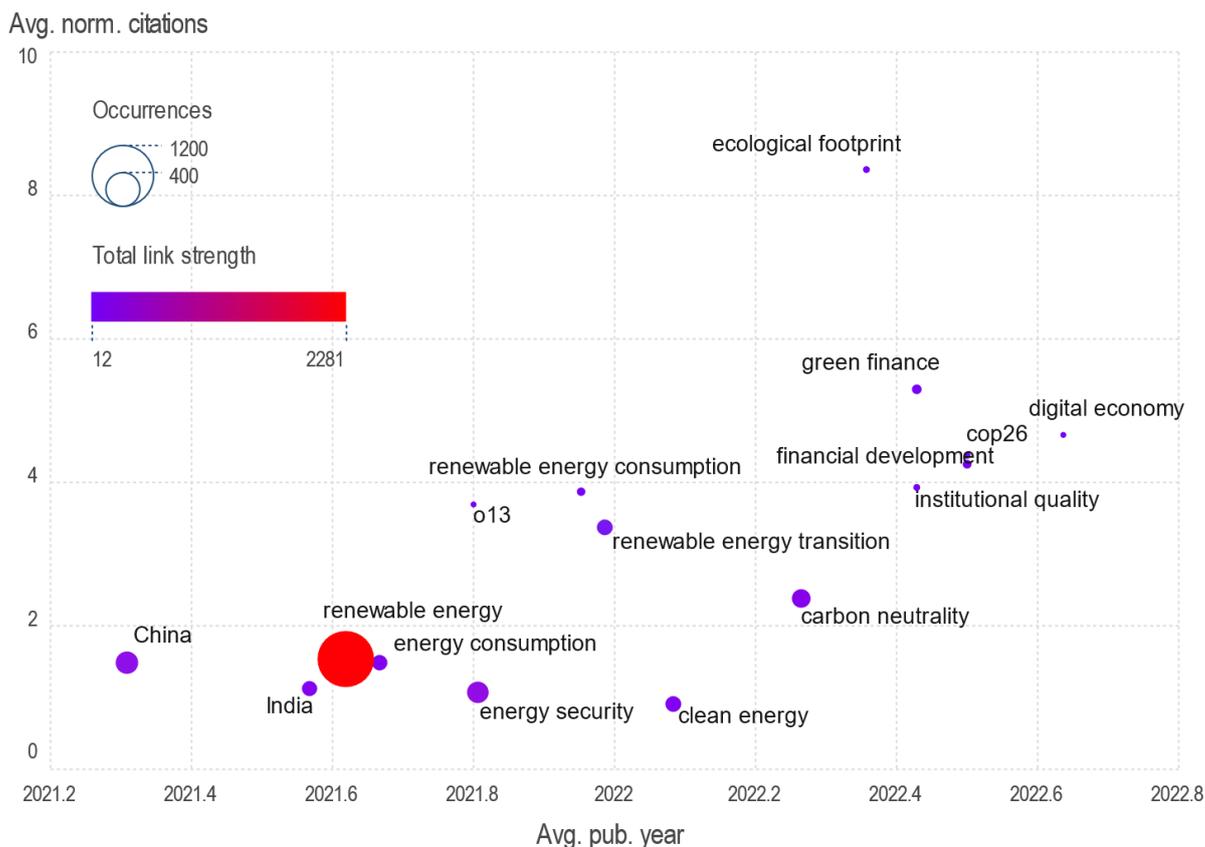


Рис. 12. Диаграмма ключевых слов шестого кластера с наибольшей встречаемостью и цитированием

Fig. 12. Diagram of the sixth cluster keywords with the highest occurrence and citations

– цифровая экономика дает возможность гражданам и общественности участвовать в энергетическом переходе благодаря децентрализованным энергетическим системам и технологии блокчейн для одноранговой торговли;

– цифровая экономика способствует развитию энергоэффективных технологий в зданиях, используя IoT-устройства, датчики и автоматику для оптимизации энергопотребления, мониторинга режимов использования и настройки систем отопления и охлаждения;

– цифровая экономика позволяет использовать аналитику данных и

искусственный интеллект для принятия решений в энергетическом секторе.

В то же время цифровая экономика создает такие проблемы, как конфиденциальность данных и цифровое неравенство.

**Пример актуальной статьи:**

“The impact of digital economy on energy transition across the globe: The mediating role of government governance” [14] («Влияние цифровой экономики на глобальный энергетический переход: роль государственного управления как медиатора» – перевод автора), цитируется 121 раз.

*Ключевые положения статьи:*

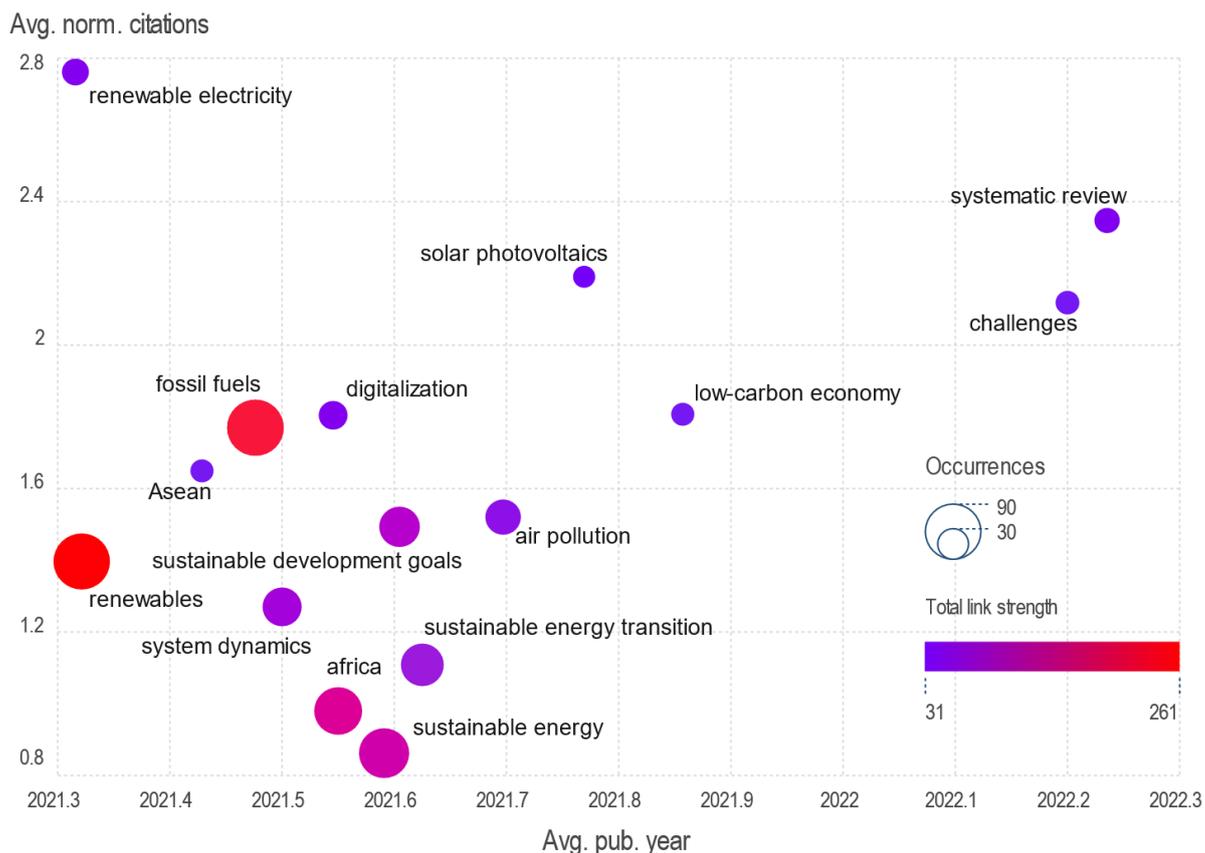
- использованы панельные данные по 72 странам за период 2003–2019 гг.;
- результаты показывают, что цифровая экономика оказывает положительное влияние на энергетический переход;
- рост цифровой экономики на 1% увеличивает потребление возобновляемой энергии на 0,021%, а выработку – на 0,106%;
- государственное управление играет медиативную роль в содействии переходу на возобновляемые источники энергии;
- цифровая экономика вносит положительный вклад в переход к

возобновляемой энергетике в странах с высоким уровнем дохода;

– существуют региональные неоднородности в воздействии цифровой экономики на энергетический переход.

Авторы из стран с высоким уровнем дохода часто продвигают темы возобновляемой энергетики и цифровизации, которые в их странах могут быть эффективны, а про бедные пишут расплывчато, например, указывая на некоторые «региональные неоднородности».

Пузырьковая диаграмма для седьмого кластера представлена на рис. 13.



**Термин:** “challenges” («вызовы») – средняя цитируемость, небольшое число публикаций, встречается в новых публикациях.

**Запрос:** Common Fields [Title, Abstract, Keyword]: “energy transition” AND “challenges”.

**Результат:** число публикаций по годам: 2023 (665), 2022 (601), 2021 (444), 2020 (295), 2019 (183).

Рост числа публикаций за пять лет – 3,63 раз.

**Основные вызовы энергетического перехода:**

– создание инфраструктуры для возобновляемых источников энергии, которое требует высоких первоначальных затрат, больших земельных участков и формирования законодательной базы;

– эффективные и недорогие технологии хранения энергии для стабильного энергоснабжения;

– интеграция возобновляемых источников энергии в электрическую сеть, включающая региональные и локальные системы управления;

– переподготовка работников для вовлечения их в новые сектора экономики;

– разработка целевых показателей и стимулов для содействия внедрению возобновляемых источников энергии и привлечения инвестиций;

– создание исследовательских центров в области технологий возобновляемых источников энергии, включая хранение энергии, управление сетями и генерацию;

– проблемы утилизации отработанных конструкций;

– доступность возобновляемых источников энергии для бедных слоев населения.

**Пример актуальной статьи:** “Challenges in the decarbonization of the energy sector” [15] («Проблемы декарбонизации энергетического сектора» – перевод автора), цитируется 252 раза.

**Ключевые положения статьи:**

– вызовы включают экономические и социальные проблемы, безопасность и устойчивость энергоснабжения;

– глобальный налог на выбросы углерода может ускорить процесс декарбонизации;

– необходимо обеспечить долгосрочное принятие решений в области энергетики и политической стабильности;

– конкурирующие секторы энергетики должны быть приоритетными для декарбонизации.

### Заключение

Показана возможность использования агрегатора научных публикаций со свободным доступом Scilit для анализа актуальных исследовательских задач по теме: «Энергетический переход» на основе анализа ключевых слов из экспортированных библиометрических данных.

Большинство публикаций посвящено целям устойчивого развития «Доступная и чистая энергия» и «Борьба с изменением климата».

Наиболее широко представлены публикации авторов из европейских институтов, а также китайских вузов: Университета Цинхуа и Пекинского университета.

Основные статьи по энергетическому переходу, представленные в Scilit, публикуются в журналах *Energies and Sustainability*, издаваемых MDPI, *Environmental Science and Pollution Research*, издаваемом Springer, а остальные – в журналах Elsevier.

Кластерный анализ ключевых слов и их графическое представление в виде пузырьковых диаграмм позволили выделить следующие задачи для дальнейшего, более детального исследования:

- преимущества энергетического перехода для энергосистем;
- значимость ИКТ для энергетического перехода;

– гуманитарные и социальные аспекты энергетического перехода;

– ключевые вызовы на пути к справедливому энергетическому переходу;

– актуальные проблемы водородной экономики для энергетического сектора;

– преимущества цифровой экономики для энергетического сектора;

– основные вызовы энергетического перехода.

### Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

### Список источников

1. *Motlagh N.H., Mohammadrezaei M., Hunt J., Zakeri B.* Internet of Things (IoT) and the energy sector // *Energies*. 2020. Vol. 13, No. 2. P. 494. <https://doi.org/10.3390/en13020494>
2. *Zhukovskiy Yu.L., Batueva D.E., Buldysko A.D.* et al. Fossil energy in the framework of sustainable development: Analysis of prospects and development of forecast scenarios // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 17. P. 5268. <https://doi.org/10.3390/en14175268>
3. *Plewnia F.* The energy system and the sharing economy: Interfaces and overlaps and what to learn from them // *Energies*. 2019. Vol. 12, No. 3. P. 339. <https://doi.org/10.3390/en12030339>
4. *Popescu C., Hysa E., Kruja A., Mansi E.* Social innovation, circularity and energy transition for environmental, social and governance (ESG) practices – A comprehensive review // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 23. P. 9028. <https://doi.org/10.3390/en15239028>
5. *Weinand J.M.* Reviewing municipal energy system planning in a bibliometric analysis: Evolution of the research field between 1991 and 2019 // *Energies*. 2020. Vol. 13, No. 6. P. 1367. <https://doi.org/10.3390/en13061367>
6. *Zhang W., Li B., Xue R.* et al. A systematic bibliometric review of clean energy transition: Implications for low-carbon development // *PLoS ONE*. 2021. Vol. 16, No. 12. P. e0261091. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0261091>
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. *Hassan-Montero Y., De-Moya-Anegón F., Guerrero-Bote V.P.* SCImago Graphica: a new tool for exploring and visually communicating data // *Profesional de la información*. 2022. Vol. 31, No. 5. P. e310502. <https://doi.org/10.3145/epi.2022.sep.02>
9. *Sayed E.T., Wilberforce T., Elsaid K.* et al. A critical review on environmental impacts of renewable energy systems and mitigation strategies: Wind, hydro, biomass and geothermal // *Science of The Total Environment*. 2021. Vol. 766. P. 144505. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.144505>
10. *Murshed M.* An empirical analysis of the non-linear impacts of ICT-trade openness on renewable energy transition, energy efficiency, clean cooking fuel access and environmental

sustainability in South Asia // *Environmental Science and Pollution Research*. 2020. Vol. 27, No. 29. P. 36254–36281. <https://doi.org/10.1007/s11356-020-09497-3>

11. *Ingeborgrud L., Heidenreich S., Ryghaug M.* et al. Expanding the scope and implications of energy research: A guide to key themes and concepts from the Social Sciences and Humanities // *Energy Research & Social Science*. 2020. Vol. 63. P. 101398. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101398>

12. *Carley S., Konisky D.M.* The justice and equity implications of the clean energy transition // *Nature Energy*. 2020. Vol. 5, No. 8. P. 569–577. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0641-6>

13. *Yue M., Lambert H., Pahon E.* et al. Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 146. P. 111180. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>

14. *Shahbaz M., Wang J., Dong K., Zhao J.* The impact of digital economy on energy transition across the globe: The mediating role of government governance // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 166. P. 112620. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112620>

15. *Papadis E., Tsatsaronis G.* Challenges in the decarbonization of the energy sector // *Energy*. 2020. Vol. 205. P. 118025. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118025>

#### **Информация об авторе**

*Борис Николаевич Чигарев* – к.ф.-м.н., ведущий инженер по научно-технической информации, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 7610-8398, <https://orcid.org/0000-0001-9903-2800>; e-mail: [bchigarev@ipng.ru](mailto:bchigarev@ipng.ru)

**Поступила в редакцию 24.01.2024**

**ENERGY RESOURCES OF THE EARTH'S CRUST: CHALLENGES OF THE MODERN ECONOMY**

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art6>**Identification of topical issues of the energy transition in publications of the scientific content aggregator Scilit. Part 1. Keyword clustering****B.N. Chigarev** ✉

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

**Abstract.** *Background.* Access of Russian researchers to Scopus and Web of Science is limited, so the use of open abstract databases becomes relevant. *Objective.* To reveal the topical issues of energy transition in publications presented in the free access scientific content aggregator Scilit. *Materials and methods.* The topics of publications were identified by clustering keywords using VOSviewer software. 9,988 bibliometric records of articles from 2019–2023 were used. *Results.* Current energy transition issues that merit further study are identified, including: the benefits of energy transition for energy systems, the importance of information and communication technologies, exploring the human and social dimensions, key challenges to a just transition, current issues in the hydrogen economy, the benefits of the digital economy and key challenges to the energy transition. *Conclusions.* Most publications are devoted to the Sustainable Development Goals “Affordable and Clean Energy” and “Climate Action”. Publications by the authors from European institutions and Chinese universities are the most widely presented. The journals that publish the main articles on energy transition presented in Scilit were identified. The proposed approach to identifying the topics of publications revealed the tasks for further, more detailed research.

**Keywords:** energy transition, relevant research topics, Scilit content aggregator, bibliometric analysis

**Funding:** the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800270-0).

**For citation:** Chigarev B.N. Identification of topical issues of the energy transition in publications of the scientific content aggregator Scilit. Part 1. Keyword clustering. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 72–94. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art6>

---

✉ Boris N. Chigarev, e-mail: [bchigarev@ipng.ru](mailto:bchigarev@ipng.ru)

© Chigarev B.N., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

### References

1. Motlagh N.H., Mohammadrezaei M., Hunt J., Zakeri B. Internet of Things (IoT) and the energy sector. *Energies*. 2020. Vol. 13, No. 2. P. 494. <https://doi.org/10.3390/en13020494>
2. Zhukovskiy Yu.L., Batueva D.E., Buldysko A.D. et al. Fossil energy in the framework of sustainable development: Analysis of prospects and development of forecast scenarios. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 17. P. 5268. <https://doi.org/10.3390/en14175268>
3. Plewnia F. The energy system and the sharing economy: Interfaces and overlaps and what to learn from them. *Energies*. 2019. Vol. 12, No. 3. P. 339. <https://doi.org/10.3390/en12030339>
4. Popescu C., Hysa E., Kruja A., Mansi E. Social innovation, circularity and energy transition for environmental, social and governance (ESG) practices – A comprehensive review. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 23. P. 9028. <https://doi.org/10.3390/en15239028>
5. Weinand J.M. Reviewing municipal energy system planning in a bibliometric analysis: Evolution of the research field between 1991 and 2019. *Energies*. 2020. Vol. 13, No. 6. P. 1367. <https://doi.org/10.3390/en13061367>
6. Zhang W., Li B., Xue R. et al. A systematic bibliometric review of clean energy transition: Implications for low-carbon development. *PLoS ONE*. 2021. Vol. 16, No. 12. P. e0261091. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0261091>
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. Hassan-Montero Y., De-Moya-Anegón F., Guerrero-Bote V.P. SCImago Graphica: a new tool for exploring and visually communicating data. *Profesional de la información*. 2022. Vol. 31, No. 5. P. e310502. <https://doi.org/10.3145/epi.2022.sep.02>
9. Sayed E.T., Wilberforce T., Elsaid K. et al. A critical review on environmental impacts of renewable energy systems and mitigation strategies: Wind, hydro, biomass and geothermal. *Science of The Total Environment*. 2021. Vol. 766. P. 144505. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.144505>
10. Murshed M. An empirical analysis of the non-linear impacts of ICT-trade openness on renewable energy transition, energy efficiency, clean cooking fuel access and environmental sustainability in South Asia. *Environmental Science and Pollution Research*. 2020. Vol. 27, No. 29. P. 36254–36281. <https://doi.org/10.1007/s11356-020-09497-3>
11. Ingeborgrud L., Heidenreich S., Ryghaug M. et al. Expanding the scope and implications of energy research: A guide to key themes and concepts from the Social Sciences and Humanities. *Energy Research & Social Science*. 2020. Vol. 63. P. 101398. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101398>
12. Carley S., Konisky D.M. The justice and equity implications of the clean energy transition. *Nature Energy*. 2020. Vol. 5, No. 8. P. 569–577. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0641-6>
13. Yue M., Lambert H., Pahon E. et al. Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 146. P. 111180. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>

14. Shahbaz M., Wang J., Dong K., Zhao J. The impact of digital economy on energy transition across the globe: The mediating role of government governance. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 166. P. 112620. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112620>

15. Papadis E., Tsatsaronis G. Challenges in the decarbonization of the energy sector. *Energy*. 2020. Vol. 205. P. 118025. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118025>

***Information about the author***

*Boris N. Chigarev* – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Leading Engineer on Scientific and Technical Information, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-9903-2800>; e-mail: [bchigarev@ipng.ru](mailto:bchigarev@ipng.ru)

**Received 24.01.2024**