

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Т. 15, № 2, 2024 / Vol. 15, No. 2, 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»* издается 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

Которович 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, геоэнергетика, геополитика», свид. о рег. Эл № ФС77-36038 от 23.04.2009 г.

Дизайн обложки: Д. Филиппова

Экспериментальные и теоретические исследования термодинамических свойств и фазовых превращений УВ смесей

Бондарев Р.В., Сираева И.Р., Сергеев Г.Д., Валеева А.И., Сафиуллина А.И., Лобанов А.А.
Эвристический алгоритм расчета компонентного состава газа рекомбинации без адаптированного уравнения состояния

97

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С. Методика вариации структурного плана многопластового месторождения со сложным геологическим строением

122

Попов Н.А., Сергеев М.С., Мазеин Д.В., Чугаева А.А., Братилов А.С., Войняк Е.А.
Особенности лабораторного изучения керна слабосцементированных пород-коллекторов

141

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Кулиев Э.А., Федореева М.А. Методические подходы к оценке проникновения технологической жидкости в поровое пространство керна

155

Энергетические ресурсы земной коры: вызовы современной экономики

Чигарев Б.Н. Выявление актуальных задач энергетического перехода в публикациях агрегатора контента научных публикаций Scilit. Часть 2. Кластеризация публикаций

174

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

Makhnash 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

Eremine 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 El No. FS77-67021
from 16 September 2016.

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

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

Indexed in the Russian Science Citation Index.

Approved by the Higher Attestation Commission
(scientific specialties 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

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

Cover design: D. Filippova

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

Bondarev R.V., Siraeva I.R., Sergeev G.D., Valeeva A.I., Safiullina A.I., Lobanov A.A.
Heuristic algorithm for calculating the component composition of recombination gas
without an adapted equation of state

97

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

Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.S. A method for structural framework
variation of a multilayer field associated with complicated geology

122

Popov N.A., Sergeev M.S., Mazein D.V., Chugaeva A.A., Bratilov A.S., Voinyak E.A.
Features of laboratory study of the core of weakly cemented reservoir rocks

141

New technologies and approaches to oil and gas field development

Kuliev E.A., Fedoreeva M.A. Methodological approaches to assessing the invasion
of process fluids into the core pore space

155

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 2. Clustering of publications

174

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ УВ СМЕСЕЙ

Оригинальная статья

УДК 622.276+536.715

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art1>

Эвристический алгоритм расчета компонентного состава газа рекомбинации без адаптированного уравнения состояния

Р.В. Бондарев, И.Р. Сираева, Г.Д. Сергеев ✉, А.И. Валеева, А.И. Сафиуллина, А.А. Лобанов
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Для проведения лабораторных исследований проектов газовых методов увеличения нефтеотдачи необходим большой объем пластовой системы. Зачастую его восполнение глубинными и/или сепараторными пробами экономически нецелесообразно. Поэтому возникает задача рекомбинации флюида из устьевой пробы жидкости и имитатора природного газа. *Цель работы.* Рассчитать компонентный состав газа рекомбинации в условиях поставленной задачи. *Материалы и методы.* Эвристический алгоритм расчета использует инструменты: моделирования, обратных задач физики, теории множеств, математического программирования. Особое внимание уделено его эмпирическому и теоретическому обоснованию. *Результаты.* В работе рассмотрены ограничения термодинамического метода. Обозначены и обоснованы условия решаемой задачи. Сформулирован и выведен прикладной алгоритм решения. Экспериментально подтверждена его эффективность для нефтяных систем. *Выводы.* Работа будет интересна специалистам в области лабораторных исследований проектов газовых методов увеличения нефтеотдачи. Дискуссионными остаются вопросы о повышении точности прикладного алгоритма и его дальнейшего развития.

Ключевые слова: газовые методы увеличения нефтеотдачи, имитатор природного газа, компонентный состав, материальный баланс, модель пластового флюида, пробоподготовка, рекомбинированная проба, устьевая проба, фильтрационные исследования

Финансирование: работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, проект № FZSM-2023-0014.

Для цитирования: Бондарев Р.В., Сираева И.Р., Сергеев Г.Д., Валеева А.И., Сафиуллина А.И., Лобанов А.А. Эвристический алгоритм расчета компонентного состава газа рекомбинации без адаптированного уравнения состояния // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 97–121. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art1>

✉ Сергеев Георгий Дмитриевич, e-mail: gdm.sergeev@gmail.com

© Бондарев Р.В., Сираева И.Р., Сергеев Г.Д., Валеева А.И., Сафиуллина А.И., Лобанов А.А., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

В 2021 г. перед авторами была поставлена задача покомпонентного восстановления пробы пластовой нефти для исследования проекта газового метода увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов. Согласно программе исследований, рекомбинированная проба необходима для проведения фильтрационных исследований в образцах керна, насыпных моделях и тонкой трубке. Восполнение необходимого объема флюида глубинными и/или сепараторными пробами признано нецелесообразным. Исходный комплект проб представлен устьевой дегазированной нефтью.

Для решения поставленной задачи авторы определили исходные данные: компонентный состав, молярную массу и плотность предоставленной пробы; компонентный состав, молярную массу и газосодержание пластовой нефти. Определение компонентного состава газа рекомбинации флюида из устьевой пробы жидкости и имитатора природного газа – цель настоящей работы.

Аналитическое решение поставленной задачи авторами не найдено. Поэтому проведена «тестовая» рекомбинация, в которой газообразные при стандартных условиях компоненты использованы для приготовления синтетической газовой смеси, а жидкие при этих же условиях добавлены в устьевую пробу из лабораторного дозатора. В результате оценки качества приготовленной пробы выявлены значительные погрешности процедуры. Поэтому для упрощения задачи при повторной рекомбинации все необходимые компоненты добавлены исключительно в имитатор природного газа. Полученная в результате смешения

синтетического газа и устьевой пробы нефти система признана представительной для проведения фильтрационных исследований.

Результаты научно-исследовательской деятельности авторы обобщили в эвристическом алгоритме расчета компонентного состава газа рекомбинации. Так как точное решение не найдено, предложенный метод является практическим и основан на сборе и анализе экспериментальных данных. В настоящей работе приведены: теоретическое обоснование отсутствия аналитического решения, общие вопросы процесса моделирования пластовых флюидов, пошаговая реализация алгоритма и результаты его применения.

1. Постановка задачи

В лаборатории имитатор природного газа готовят гравиметрическим методом согласно ГОСТ Р ИСО 6142-2008 «Анализ газов. Приготовление градуировочных газовых смесей. Гравиметрический метод». Сущность метода заключается в переводе под давлением исходных газов в баллон с итоговой смесью. Количество введенных газообразных компонентов определяют взвешиванием после каждого добавления. Потребные массы компонентов рассчитывают по формуле

$$m_i = \frac{y_i^V M_i}{\sum_{j=1}^N y_j^V M_j} m_f, \quad (1)$$

где y_i^V и y_j^V – мольные доли i -го и j -го компонентов в газовой смеси, д. ед.;

M_i и M_j – молярные массы i -го и j -го компонентов в газовой смеси, г/моль;

m_i и m_f – массы i -го компонента и баллона со смесью, г;

N – количество компонентов в газовой смеси.

Так как стандартом регламентировано приготовление газовых смесей с заданной точностью, рассмотрим важные для исследования источники неопределенности.

Молярные массы компонентов.

Имитатор природного газа состоит из химически чистых нормальных алканов, изотопный состав и свойства которых отличаются от фракций с единым углеродным числом в составе природного газа. Для характеристики компонентов авторы используют:

– ГОСТ 31369-2008 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава» или ГОСТ 31369-2021 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основании компонентного состава» для молярных масс M_i чистых компонентов;

– Катц и др. [1] для молярных масс M_i фракций с единым углеродным числом;

– Полинг и др. [2] для критических свойств $P_{c,i}$ и $T_{c,i}$, ацентрического фактора ω_i и температур кипения $T_{b,i}$ чистых компонентов и фракций с единым углеродным числом.

Фракции с единым углеродным числом определяют методом газовой хроматографии: количество фракции соответствует площади под диаграммой изменения сигнала детектора от времени адсорбции. Интервал интегрирования сигнала соответствует времени адсорбции n -алкана. Вышедшие в этом промежутке компоненты также считают этим алканом. Из этого следует, что образуются два в математическом смысле множества компонентов: для имитатора природного газа и самого природного газа.

Обозначим множество компонентов природного газа \hat{V} , а его имитатора – V . Тогда

в знаменателе формулы (1) суммирование осуществляется от $j = 1$ до $j = |V|$, где $|V|$ – мощность множества V , т. е. количество элементов в нем. Если \hat{V} и V равны, неопределенность складывается из-за различия соответствующих свойств компонентов в них.

Молярные доли компонентов. Конечное давление в баллоне и процедура его заполнения зависят от состава имитатора природного газа. По кривым давлений насыщенных паров компонентов определяют давления, при которых газы можно использовать без их конденсации. Максимальное давление заполнения используемого баллона ограничивает конечное количество смеси и концентрации компонентов в ней. Значения y_i^V должны находиться в диапазонах, установленных ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов» или ГОСТ 31371.7-2020 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика измерений молярной доли компонентов». В ином случае аналитический расчет неопределенностей для концентраций компонентов не стандартизирован, что не позволит приготовить смесь с заданной точностью.

2. Термодинамическое решение

Общепризнанный способ достижения цели исследования – расчет парожидкостного равновесия для изолированной термодинамической системы. Если в такой системе паровая и жидкая фазы находятся в контакте, то они находятся и в равновесии.

В общем случае признаки достижения равновесия системы:

– механическое равновесие:

$$p^V = p^L,$$

где p^V и p^L – давления в паровой и жидкой фазах, МПа;

– термическое равновесие:

$$T^V = T^L,$$

где T^V и T^L – температуры в паровой и жидкой фазах, К;

– химическое равновесие:

$$(f_i^V)_{mix} = (f_i^L)_{mix}, \quad (2)$$

где $(f_i^V)_{mix}$ и $(f_i^L)_{mix}$ – летучести i -го компонента смеси в газообразном и жидком состояниях, МПа.

Равенство (2) записано для i от $i = 1$ до $i = |S|$, где S – множество компонентов в составе насыщененной системы:

$$S = V \cup L, \quad (3)$$

где V – множество компонентов в составе паровой фазы;

L – множество компонентов в составе жидкой фазы.

Т. е. насыщенная система состоит из всех тех компонентов, что присутствуют в равновесных фазах. Для приблизительных расчетов паровую фазу считают идеальным газом, а жидкую – идеальным раствором. В таком случае парциальные давления компонентов в них описывают законы Рауля

и Дальтона соответственно. Так как фазы находятся в равновесии, их парциальные давления и летучести равны, что позволяет объединить условия равновесия:

$$\frac{y_i^V}{y_i^L} = \frac{p_{sat,i}}{p^V} = \frac{(f_i^L)_{pure}}{(f_i^V)_{pure}} = K_i, \quad (4)$$

где y_i^L – мольная доля i -го компонента в жидкой фазе, д. ед.;

$p_{sat,i}$ – давление насыщенных паров для i -го компонента;

$(f_i^L)_{pure}$ и $(f_i^V)_{pure}$ – летучести чистого i -го компонента в газообразном и жидком состояниях;

K_i – константа парожидкостного равновесия для i -го компонента.

Согласно общему началу термодинамики рассматриваемая система не может самопроизвольно выйти из состояния термодинамического равновесия. Т. е. она не обменивается веществом с окружающей средой. Запишем условие сохранения вещества для двухфазного равновесия:

$$n^S = n^V + n^L, \quad (5)$$

где n^S – количество молей насыщенной системы, моль;

n^V – количество молей в паровой фазе, моль;

n^L – количество молей в жидкой фазе, моль.

Из определения концентраций компонентов в составе флюида следует, что

$$\sum_{i=1}^{|S|} y_i^S = \sum_{i=1}^{|S|} y_i^V = \sum_{i=1}^{|S|} y_i^L = 1, \quad (6)$$

где y_i^S – мольная доля i -го компонента в насыщененной системе.

Подставим (6) в (5) и запишем уравнение материального баланса фаз для i -го компонента:

$$n^S y_i^S = n^V y_i^V + n^L y_i^L. \quad (7)$$

Ограничения, накладываемые выражениями (4) и (7), гласят, что n^S суммарных молей системы с составом y_i^S сепарируются на n^V молей пара с составом y_i^V и n^L молей жидкости с составом y_i^L без потери вещества или химического изменения компонентов.

Для численного решения задачи парожидкостного равновесия эти выражения объединяют в систему и принимают $n^S = 1$ (моль). Так как сумма долей компонентов равна единице,

$$\sum_{i=1}^{|S|} (y_i^V - y_i^L) = 0.$$

Для решения равенства составляют равновесные функции.

Функция Рачфорда [3] для расчета числа молей паровой фазы:

$$h(n^V) = \sum_{i=1}^{|S|} \frac{(K_i - 1)y_i^S}{1 + n^V(K_i - 1)} = 0. \quad (8)$$

Функция Холланда [3] для расчета числа молей жидкой фазы:

$$g(n^L) = \sum_{i=1}^{|S|} \frac{y_i^S}{1 - n^L \left(1 - \frac{1}{K_i}\right)} - 1 = 0. \quad (9)$$

Полученные из равновесных функций y_i^S , y_i^V и y_i^L проверяют на фазовую стабильность. При устойчивом парожидкостном равновесии значение свободной энергии Гиббса системы является наименьшим. Т. е. касательная к поверхности энергии Гиббса проходит через точки, соответствующие равновесным фазам [4].

Для термодинамического решения справедливо условие химического равновесия, так как летучесть – это изменение энергии Гиббса при переходе компонентов из жидкого состояния в парообразное. Для физического решения справедливо условие, основанное на уравнении материального баланса фаз и компонентов [4]:

$$y_i^L < y_i^S < y_i^V. \quad (10)$$

3. Эвристическое решение

По мнению авторов, выражение мольных долей y_i^V из равновесных функций не решает поставленную задачу:

- Не существует операции, обратной объединению множеств (3).

- Имитатор природного газа состоит из алканов нормального строения, а дегазированная проба жидкости и природный газ от С6 – из фракций с единым углеродным числом. Переход компонентов из жидкой фазы в газообразную сопровождается химическим изменением компонентов.

- Полученные значения y_i^V могут создавать временную и экономическую нагрузку на лабораторию или быть недоступными для гравиметрического метода. Например, количество рассчитанной газовой смеси в баллоне окажется недостаточным для рекомбинации насыщенной системы. Использование нескольких баллонов со смесью увеличит сложность, стоимость и продолжительность исследований.

Ниже будет показано, что для реальных флюидов условие физического решения не выполняется. В сочетании с нарушением условия химического равновесия решение равновесных функций кажется непредсказуемым.

– В некоторых случаях количества фаз в материальном балансе не отображают их реального равновесия. Например, если данные представлены с соседней скважины или после изменения пластового флюида с момента крайнего его исследования.

Из вышесказанного авторы делают вывод, что имитатор природного газа не является равновесной паровой фазой. Дегазированная проба жидкости не является равновесной жидкой фазой. Между ними отсутствуют контакт и равновесие, и их соотношение невозможно определить аналитически.

3.1. Композиция системы

Рассмотрим задачу, обратную поставленной. Т. е. известны составы и свойства дегазированных фаз и необходимо рассчитать состав насыщенной системы. В лаборатории мольные доли y_i^S определяют по результатам стандартной сепарации [5].

Сосуд равновесия, сепаратор и газометр – изолированная в механическом отношении термодинамическая система. Такая система не обменивается энергией с внешней средой путем совершения работы. Т. е. сепарированные из сосуда равновесия компоненты остаются в жидкости из сепаратора и в газе из газометра. Последние находятся в контакте и стремятся к равновесию. Поэтому сепарированные фазы стабилизируют при термобарических условиях окружающей среды. Если данные условия не соответствуют стандартным (20 °С, 101,325 кПа), то допускают измерения объемов фаз при комнатной или близкой к ней температуре и текущем атмосферном давлении [5]. Таким образом, компоненты распределены между жидкостью и паром в соответствии с константами равновесия.

Рассчитаем компонентный состав насыщенной системы массовым методом.

Для дальнейшего изложения назовем выражения (11)–(13) – «композиция системы»¹.

Пересчитаем газосодержание из м³/м³ в кг/кг:

$$R = R_v \frac{D_{stc}^V}{D_{stc}^L}, \quad (11)$$

где R – газосодержание, кг/кг;

R_v – объемное газосодержание, м³/м³;

D_{stc}^V и D_{stc}^L – плотности газа и жидкости при стандартных условиях, кг/м³.

Содержание i -го компонента в паровой фазе на 1 кг жидкой фазы при стандартных условиях – Rw_i^V (кг). Содержание этого же компонента в 1 кг жидкой фазы – $1 \cdot w_i^L$ (кг). Масса исходной системы на 1 кг жидкой фазы при стандартных условиях – $R + 1$ (кг). Составим равенство:

$$\sum_{i=1}^{|S|} (Rw_i^V + w_i^L) = R + 1,$$

где w_i^V и w_i^L – массовые доли i -го компонента в газе и жидкости, д. ед.

Разделим обе части на $R + 1 \neq 0$:

$$\frac{\sum_{i=1}^{|S|} (Rw_i^V + w_i^L)}{R + 1} = 1.$$

По определению $\sum_{i=1}^{|S|} y_i^S = 1$, что эквивалентно

$$\frac{\sum_{i=1}^{|S|} (Rw_i^V + w_i^L)}{R + 1} = \sum_{i=1}^{|S|} w_i^S,$$

где w_i^S – массовые доли i -го компонента в насыщенной системе, д. ед.

¹ Термин «композиция» использован в значении составления целого из частей.

Выразим массовую долю i -го компонента в системе:

$$w_i^S = \frac{Rw_i^V + w_i^L}{1+R}. \quad (12)$$

Число молей в $R + 1$ (кг) системы:

$$n^S = \sum_{i=1}^{|S|} \frac{Rw_i^V + w_i^L}{M_i} = \frac{R}{M^V} + \frac{1}{M^L},$$

где M^V и M^L – молярные массы газа и жидкости, кг/кмоль.

По определению мольные доли компонентов в системе:

$$y_i^S = \frac{1}{n^S} \left(\frac{Rw_i^V + w_i^L}{M_i} \right). \quad (13)$$

3.2. Декомпозиция по жидкой фазе

Из композиции системы видно, что искомые в обратной задаче y_i^S зависят от компонентных составов фаз и их соотношения. Последнее является одним из основных свойств насыщенного флюида, которое используют для его физической рекомбинации. Так как для сравнения насыщенных систем между собой и их классификации объемы сепарированных фаз приводят к стандартным условиям [5], приравняем газосодержание R_v к заданному значению и зафиксируем его. Доступными для изменения остаются компонентные составы сепарированных фаз.

При решении прямой задачи известны w_i^L по результатам газохроматографических исследований предоставленной дегазированной пробы жидкости. Предположим, что она является сепарированной жидкой фазой для композиции насыщенной системы. При стандартной сепарации ее состав в основном представлен фракциями с единым углеродным числом от C_6 и больше

по углеродному числу. Сепарированный газ и имитатор природного газа в основном состоят из неуглеводородных компонентов и n -алканов до C_6 . В ГОСТ 31369-2008 и ГОСТ 31369-2020 состав газовой смеси ограничен C_{10} и C_{15} соответственно. При анализе лабораторной практики авторы выявили, что состав газа стандартной сепарации в основном ограничен C_9 . Т. е. для изменения значений y_i^S достаточно изменять концентрации компонентов в сепарированном газе.

Выразим w_i^V из (12):

$$w_i^V = w_i^S + \frac{w_i^S - w_i^L}{R}. \quad (14)$$

Определим y_i^V по формуле:

$$y_i^V = \frac{\frac{w_i^V}{M_i}}{\sum_{i=1}^{|V|} \left(\frac{w_i^V}{M_i} \right)}. \quad (15)$$

Для дальнейшего изложения назовем выражение (14) – «декомпозиция по жидкой фазе»². Значение R получим по формуле (11) из значения R_v , которое ранее приняли постоянным. В таком случае для расчета компонентного состава имитатора природного газа необходимо знать его плотность D_{stc}^V . Запишем выражение материального баланса стандартной сепарации:

$$b_{res} = \frac{R_v D_{stc}^V - D_{stc}^L}{D_{res}^S},$$

где b_{res} – объемный коэффициент при пластовых условиях, д. ед.;

D_{res}^S – плотность насыщенной системы при пластовых условиях, кг/м³.

² Термин «декомпозиция» использован в значении разделения целого на части.

Выразим D_{stc}^V :

$$D_{stc}^V = \frac{b_{res} D_{res}^S - D_{stc}^L}{R_v}. \quad (16)$$

Однако материальный баланс стандартной сепарации вкладывает дополнительную неопределенность в (16). На момент подготовки к рекомбинации системы ее плотность и объемный коэффициент могут быть неизвестны. В ином случае, варьирование значений составов и свойств дегазированных фаз в ходе исследований добавляет неопределенность в расчет. Дегазированная жидкость не будет соответствовать устьевой пробе. Объяснение этому было дано в начале раздела. Следовательно, если будут получены реальные данные, то их величины не будут равны составу и свойствам планируемой пробы.

Так как полученные y_i^V принадлежат имитатору природного газа, они доступны для гравиметрического метода. Следовательно, они доступны для анализа методом газовой хроматографии.

Свойства природного газа, состав которого определен по ГОСТ 31371.7-2008 или ГОСТ 31371.7-2020, рассчитывают по ГОСТ 31369-2008 или ГОСТ 31369-2021 соответственно. Такой газ имеет конечный состав и его свойства аддитивны по составу:

$$M^V = \sum_{i=1}^{|V|} y_i^V M_i.$$

$$D_{stc}^{ideal} = \frac{M^V P_{stc}}{T_{stc} R_{const}},$$

где D_{stc}^{ideal} – плотность идеального газа при стандартных условиях, кг/м³;

P_{stc} и T_{stc} – стандартные давления в кПа и температура в К;

R_{const} – универсальная газовая постоянная, Дж моль⁻¹ К⁻¹.

$$Z_{stc} = 1 - \left(\sum_{i=1}^{|V|} y_i^V \sqrt{s_{stc,i}} \right)^2, \quad (17)$$

где Z_{stc} – коэффициент сверхсжимаемости газа при стандартных условиях;

$s_{stc,i}$ – коэффициент суммирования i -го компонента при стандартных условиях.

Так как композицию системы рассчитывают для фаз при стандартных условиях, то и коэффициенты суммирования в формуле (17) соответствуют им.

$$\bar{D}_{stc}^V = \frac{D_{stc}^{ideal}}{Z_{stc}}, \quad (18)$$

где \bar{D}_{stc}^V – плотность реального газа при стандартных условиях, кг/м³.

Для расчета y_i^V по декомпозиции по жидкой фазе необходимо знать плотность газовой смеси. Для расчета \bar{D}_{stc}^V по составу необходимо его определить.

3.3. Релевантные свойства

Несмотря на то, что декомпозиция по жидкой фазе является прямой задачей относительно цели исследования, она является обратной задачей относительно композиции системы. Одним из признаков обратных задач является необходимость определения недостающих для однозначного решения условий [6]. В рассматриваемом случае известен результат – рекомбинированная проба пластового флюида. Неизвестными являются исходные данные – состав имитатора природного газа и его количество на единицу устьевой пробы жидкости. Добавленными условиями к задаче являются предположение о том, что w_i^L в декомпозиции по жидкой фазе принадлежат устьевой пробе жидкости, и что принятое газосодержание постоянно и равно заданному значению.

Однако задача все еще поставлена некорректно в том смысле, что для нее

существует множество решений, среди которых необходимо выделить единственное.

Для поиска решения конкретизируем результат исследовательской деятельности – модель флюида, которая воспроизводит его свойства, но не является им [7, с. 25–42]:

$$\lambda(\text{Spec}, \text{RecF}, \text{ResF}) \ \& \ \sigma(\text{RecF}) < \sigma(\text{ResF}), \quad (19)$$

где λ – тернарное модельное отношение;
Spec – специалист, который рассматривает рекомбинированную пробу как модель пластового флюида;
RecF и *ResF* – рекомбинированная проба и пластовый флюид;
 $\sigma(\text{RecF})$ и $\sigma(\text{ResF})$ – области релевантных свойств рекомбинированной пробы и пластового флюида.

Представленное выражение описывает модельное отношение для отображения структуры на структуру. Т. е. *RecF* является моделью *ResF* только тогда, когда *Spec* может выделить для них общие релевантные свойства $\sigma(\text{RecF})$. Из чего следует, что не существует внутренне присущих свойств, которые делали бы рекомбинированную пробу моделью насыщенной системы. Это позволяет расширять область релевантных свойств, добавляя новые условия к задаче до достижения единственного решения.

Важно отметить, что в модельном отношении $\sigma(\text{RecF})$ меньше $\sigma(\text{ResF})$. Если рекомбинированная проба столь же богата свойствами, что и насыщенная система, то она является ею. Что невозможно из-за отсутствия идеальных процессов в исследовательской и промысловой деятельности. Перенасыщение *RecF* релевантными свойствами также недопустимо, так как может привести к обнаружению у нее новых свойств, которые отсутствуют у *ResF*. Это значительно снижает способность рекомбинированной пробы воспроизводить

насыщенную систему и сказывается на результатах исследований.

В настоящей работе *Spec* – авторы; *RecF* и *ResF* – рекомбинированная проба и модель заданной насыщенной системы соответственно. Для расчета y_i^V необходимо выделить единственное решение на основании $\sigma(\text{RecF})$. При добавлении новых свойств в область релевантных добавляются и новые условия в обратную задачу. Для определения $\sigma(\text{RecF})$ рассмотрим процесс физической рекомбинации.

Рекомбинированную пробу получают при смешении имитатора природного газа и дегазированной пробы жидкости. Для определения количества этих фаз опираются либо на газосодержание смеси, либо на ее давление насыщения. В любом из случаев избыточное воспроизведение одного свойства влияет на отклонение другого. Многократные определения самих свойств увеличивают экономические и временные затраты на исследования. Авторы определили одним из релевантных свойств компонентный состав *ResF*. Мету близости свойства выразим через корень среднеквадратичной разности мольных долей компонентов в *ResF* и *RecF*:

$$\xi = \sqrt{\frac{1}{|\hat{S}|} \sum_{i=1}^{|\hat{S}|} (y_i^{\hat{S}} - y_i^S)^2}, \quad (20)$$

где ξ – метрика;
 \hat{S} – заданное множество компонентов в пластовом флюиде;
 $y_i^{\hat{S}}$ – заданная мольная доля i -го компонента, д. ед.

Заменим S в (14) на \hat{S} . Предпочтительное решение можно определить, опираясь на метрику ξ и количество требуемого имитатора природного газа. Т. е. необходимо перебирать значения D_{stc}^V до достижения компромисса между доступным количеством газовой смеси и приемлемой величиной ξ . Для автоматизации процесса перебора значений авторы используют итерационные методы. В общем случае для реализации последних необходимо определить целевой параметр, целевую функцию и интервал поиска оптимального решения.

3.4. Целевая функция

Авторы рассматривают D_{stc}^V как целевой параметр. Интервал поиска решения ограничен интервалом $[0,083752; 2,4958]$, где границы интервала – плотности H_2 и NC_4 при стандартных условиях. Их значения получены из NIST REFPROP³. Неопределенной остается целевая функция.

Для примера рассмотрим первый шаг метода Ньютона–Рафсона. Первое приближение $D_{stc,0}^V$ получим из выражения материального баланса стандартной сепарации или возьмем случайным образом из указанного раннее интервала. Подставим $D_{stc,0}^V$ в выражение (11) и рассчитаем R_0 соответственно. Проведем декомпозицию по жидкой фазе и получим $y_{i,0}^V$.

Ранее уже было сказано, что для реальных флюидов условие (10) не выполняется. В следующем разделе авторами

экспериментально подтверждено существование ситуаций, в которых значения $y_{i,0}^V$ для некоторых компонентов принимают отрицательные значения. Их зануление нарушает материальный баланс фаз и компонентов и приводит к тому, что сумма $y_{i,0}^V$ не равна единице. Для разрешения последнего авторы нормируют значения массовых долей:

$$\bar{w}_{i,0}^V = \frac{w_{i,0}^V}{\sum_{i=1}^{\bar{S}} w_{i,0}^V}, \quad (21)$$

где $\bar{w}_{i,0}^V$ – нормализованная массовая доля i -го компонента в газе при первой итерации метода Ньютона–Рафсона, д. ед.;

$w_{i,0}^V$ – исходная доля i -го компонента в газе на первом шаге метода Ньютона–Рафсона, д. ед.

Заменим w_i^V на $\bar{w}_{i,0}^V$ в (15) и рассчитаем $\bar{y}_{i,0}^V$ соответственно. Затем рассчитаем плотность $\bar{D}_{stc,0}^V$ по составу. С одной стороны, $D_{stc,0}^V$ определена первым приближением метода Ньютона–Рафсона. С другой стороны, $\bar{D}_{stc,0}^V$ аддитивна по составу. Для физически приемлемого решения оба значения должны быть равны. Представим это в виде целевой функции

$$\Theta = \frac{D_{stc,0}^V - \bar{D}_{stc,0}^V}{\bar{D}_{stc,0}^V} \cdot 100 = 0, \quad (22)$$

где Θ – целевая функция;

$D_{stc,0}^V$ – предположенная на первом шаге метода Ньютона–Рафсона плотность газа, кг/м³;

$\bar{D}_{stc,0}^V$ – полученная на первом шаге метода Ньютона–Рафсона по составу плотность газа, кг/м³.

³ Lemmon E.W., Bell I.H., Huber M.L., McLinden M.O. NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties – REFPROP, Version 10.0. Gaithersburg, MD: National Institute of Standards and Technology, 2018. <https://doi.org/10.18434/T4/1502528>

Подробный анализ функции представлен в следующем разделе. Нулем функции на отрезке $[0,083752; 2,4958]$ является искомое единственное решение для некоторого множества компонентов V . Следующее приближение определим из геометрической интерпретации метода. Для этого построим касательную к функции в текущей точке, для которой найдем пересечение с осью абсцисс. Для j -го шага метода

$$\Theta'(D_{stc,j}^V) = \frac{\Theta(D_{stc,j}^V) - 0}{D_{stc,j+1}^V - D_{stc,j}^V},$$

где $\Theta'(D_{stc,j}^V)$ – производная целевой функции на j -м шаге метода Ньютона–Рафсона;

$\Theta(D_{stc,j}^V)$ – значение целевой функции на j -м шаге метода Ньютона–Рафсона;

$D_{stc,j}^V$ – предположенная на j -м шаге метода Ньютона–Рафсона плотность газа, кг/м^3 .

Выразим $D_{stc,j+1}^V$:

$$D_{stc,j+1}^V = D_{stc,j}^V - \frac{\Theta(D_{stc,j}^V)}{\Theta'(D_{stc,j}^V)}.$$

Целевая функция сложна для расчета дифференциала первого порядка. Выразим производную из ее определения. Так как дифференциал – это предел отношения приращения функции к приращению ее аргумента, когда приращение аргумента стремится к нулю, – предел отношений приращений вычислим по формуле:

$$\Theta'(D_{stc,j}^V) = \frac{\Theta(D_{stc,j}^V + \epsilon) - \Theta(D_{stc,j}^V)}{\epsilon},$$

где ϵ – бесконечно малое приближение.

Определим критерий останова метода через меру сходимости

$$|\Theta(D_j^V)| < \tau,$$

где τ – мера сходимости.

Без расчета неопределенности количество знаков после запятой для плотности определено в ГОСТ 31369-2008 и составляет 4 знака. По этой причине авторы рекомендуют следующие значения: $\tau = 0,0001$ и $\epsilon = 0,00001$. Используем соответствующие D_j^V значения $\overline{w}_{i,j}^V$ для математической композиции системы из предполагаемого имитатора природного газа и устьевой пробы жидкости. Для расчета ξ полученные значения $\bar{y}_{i,j}^S$ подставим в (20).

3.5. Функция принадлежности

Неопределенным остается множество компонентов V в неравенстве (10). Напомним, что не существует операции, обратной объединению множеств (3). Поэтому авторы рассматривают V как нечеткое множество [8], которое задано функцией принадлежности

$$\mu_V(\hat{s}) = \begin{cases} 1, & \hat{s} \in V, \\ 0, & \hat{s} \notin V, \end{cases} \quad (23)$$

где $\mu_V(\hat{s})$ – функция принадлежности.

Накладываемые ею ограничения гласят, что если компонент не принадлежит насыщенной системе, то он и не принадлежит имитатору природного газа. Например, если в рекомбинируемой пробе нет H_2S , то и в газовой смеси его не должно быть.

Функция принадлежности также позволяет исключить из расчета компоненты, для которых молярные доли отрицательны по условию (10). Кроме того, модельное отношение позволяет *Spec* исключать компоненты при условии, что ξ остается релевантным свойством. Например, если в насыщенной системе концентрации H_2 и He незначительны, то их исключение из состава имитатора природного газа упростит процесс его приготовления и не окажет сильного влияния на поиск единственного решения.

4. Аprobация

Эвристический алгоритм поиска y_i^V состоит из: функции принадлежности (23); целевой функции (22), релевантных свойств и потребного количества газовой смеси. Корень Θ позволяет получить единственное решение для некоторой $\mu_V(\xi)$. На основании ξ и требованиях гравиметрического метода *Spec* составляет функцию принадлежности для решения поставленной задачи.

Алгоритм основан на задаче обратной композиции насыщенной системы по результатам стандартной сепарации в лаборатории. Дополнительные условия для решения обратной задачи: предоставленную устьевую пробу жидкости используют в декомпозиции системы по жидкой фазе; объемное соотношение газа рекомбинации и устьевой пробы приравнивают заданному газосодержанию; рекомбинированную пробу считают моделью потребной насыщенной системы только в области релевантных свойств; *Spec* определяет $\sigma(RecF)$ для каждого конкретного случая.

Эвристическое решение отличает от термодинамического решения отсутствие контакта и равновесия между флюидами. Вследствие этого нарушены равенства (4) и (7). Указанное отличие существенно при определении свойств рекомбинированной

пробы насыщенной системы. А именно, перераспределение компонентов в соответствии с их коэффициентами летучести влияет на величину газосодержания полученной пробы. Т.е. при стандартной сепарации системы будет получено отличное от декомпозиции по жидкой фазе значение. Согласно материальному балансу стандартной сепарации это скажется на объемном коэффициенте и плотности при пластовых условиях. Также авторы ожидают отклонения для давления насыщения и вязкости.

Для определения достаточной $\sigma(RecF)$ авторы проверяют на экспериментальных данных: термодинамическую совместимость для выражения (4), материальный баланс стандартной сепарации для выражения (7); расхождения основных свойств с задаваемыми значениями.

Проверка термодинамической совместимости. Идея заключается в сравнении фактических значений K_i для имитатора природного газа и устьевой пробы жидкости с общепринятыми корреляциями. Для графической интерпретации отложим на оси ординат левые части равенств (24)–(25); по оси абсцисс – значения правых. Аппроксимируем полученные множества точек линейной функцией. Проверку считаем пройденной, если коэффициент детерминации R^2 не менее 0,95.

Корреляция для углеводородных (УВ) компонентов Хоффманна и др. [9]:

$$\lg \left(K_i \frac{P_{sep}}{P_{stc}} \right) = \frac{P_{c,i}}{\left(\frac{1}{T_{b,i}} - \frac{1}{T_{c,i}} \right)} \left(\frac{1}{T_{b,i}} - \frac{1}{T_{sep}} \right), \quad (24)$$

где P_{sep} и $P_{c,i}$ – давление сепарации и критическое i -го компонента, кПа;
 T_{sep} , $T_{c,i}$, $T_{b,i}$ – температура сепарации, критическая и кипения i -го компонента, К.

Корреляция для неУВ и УВ компонентов Уилсона [9]:

$$\ln K_i = (1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{c,i}}{T_{sep}} \right), \quad (25)$$

где P_{sep} и $P_{c,i}$ – ацентрический фактор i -го компонента.

В методе Хоффманна сделано допущение об идеальности паровой и жидкой фаз. Это не противоречит первому приближению при решении задачи парожидкостного равновесия, но сказывается на неопределенности для реальных флюидов. Наиболее точной считают модифицированную корреляцию Уилсона, которая учитывает неидеальность молекул реальных флюидов [10].

Проверка материального баланса сепарации. Идея заключается в преобразовании материального баланса фаз и компонентов к линейному виду для его аппроксимации.

Выразим $y_i^V n^V$ из равенства (7):

$$y_i^V n^V = y_i^S n_i^S - y_i^L n^L.$$

Разделим обе части уравнения на $n^V \neq 0$:

$$y_i^V = \frac{y_i^S n_i^S}{n^V} - \frac{y_i^L n^L}{n^V}.$$

Разделим обе части уравнения на $y_i^S \neq 0$:

$$\frac{y_i^V}{y_i^S} = - \left(\frac{n^L}{n^V} \right) \frac{y_i^L}{y_i^S} + \frac{n_i^S}{n^V}. \quad (26)$$

Для графической интерпретации по оси ординат откладывают левую часть равенства

(26); по оси абсцисс – значения y_i^L/y_i^S . Полученные множества $\left(\frac{y_i^V}{y_i^S}, \frac{y_i^L}{y_i^S} \right)$ аппроксимируют линейной функцией вида

$$\frac{y_i^V}{y_i^S} = \alpha \frac{y_i^L}{y_i^S} + \beta, \quad (27)$$

где α – коэффициент наклона;
 β – точка пересечения.

Из выражений (26)–(27) видно, что угловой коэффициент α тождественен отрицательному отношению количества молей, сепарированных жидкости и газа. Зная молярные массы M^V , M^L и плотности D_{stc}^V , D_{stc}^L , рассчитаем объемное газосодержание

$$R_v^{mb} = - \frac{1}{\alpha} \frac{M^V D_{stc}^L}{M^L D_{stc}^V}, \quad (28)$$

где R_v^{mb} – газосодержание полученное по материальному балансу, м³/м³.

Проверку считаем пройденной, если коэффициент детерминации R^2 для (27) не менее 0,95, а относительное отклонение газосодержания по формуле (28) от принятого не более 5% [5].

4.1. Базовый сценарий

Для тестирования декомпозиции по жидкой фазе авторы выбрали эксперимент стандартной сепарации из лабораторной практики. В нем система представлена сепараторной пробой насыщенной нефти. По результатам эксперимента определены составы и физико-химические показатели сепарированных фаз. Компонентный состав насыщенной нефти получен из композиции системы.

Будем считать тест пройденным, если рассчитанные значения \bar{y}_i^V соответствуют определенным в газе сепарации. По результатам газохроматографических исследований компонентный состав газа представлен множеством $V = \{\text{CO}_2, \text{C}_1, \text{C}_2, \text{C}_3, \text{IC}_4, \text{NC}_4, \text{IC}_5, \text{NC}_5, \text{C}_6, \text{C}_7, \text{C}_8, \text{C}_9\}$. На рис. 1а представлен график функции Θ для базового сценария. Из него видно, что на рассматриваемом отрезке Θ соответствует всем требованиям метода Ньютона–Рафсона:

- функция непрерывна и дифференцируема,
- функция унимодальная и гладкая,
- существует решение.

На рис. 1б представлены значения свойства ξ для различных функций $\mu_V(\hat{s})$. По оси абсцисс указан самый тяжелый углеводород в составе газовой смеси. Группы $\text{CO}_2+\text{УВ}$ и УВ в легенде диаграммы получены включением и исключением

углекислого газа из функции $\mu_V(\hat{s})$ соответственно. Наименьшее значение ξ получено для множества компонентов имитатора природного газа, которое тождественно множеству компонентов сепарированного газа. Значения \bar{y}_i^V для этого множества соответствуют определенным в паровой фазе.

На рис. 1б можно заметить, что начиная с C_7 и больше по углеродному числу исключение CO_2 из $\mu_V(\hat{s})$ не сказывается на значении ξ . Собранных данных недостаточно для проверки влияния остальных неУВ компонентов на релевантные свойства рекомбинированной пробы. Также их недостаточно для проверки корреляции между $\mu_V(\hat{s})$, ξ и основными свойствами рекомбинированной пробы. Авторы считают, что на данном этапе исследований мало оснований для расширения области $\sigma(\text{RecF})$.

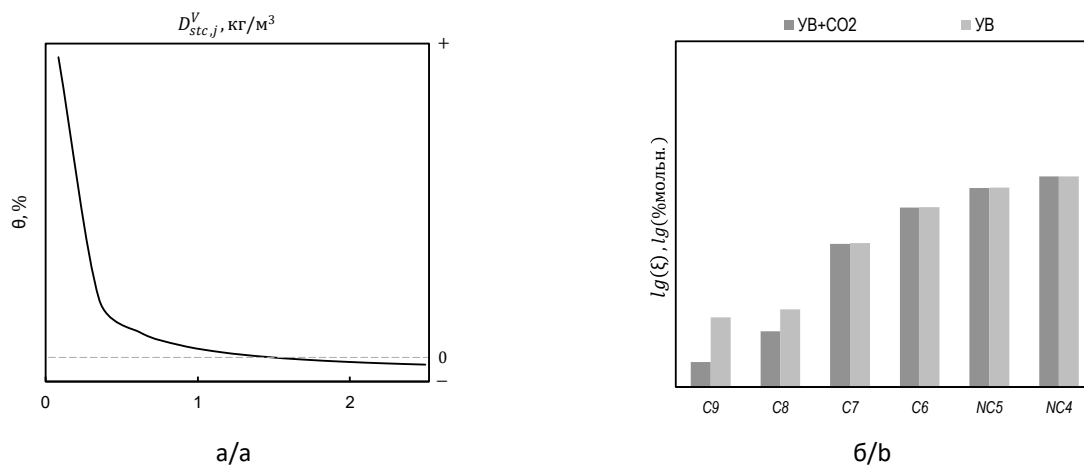


Рис. 1. Метрики декомпозиции по жидкой фазе:
а – график оптимизируемой функции; б – диаграмма релевантного свойства

Fig. 1. Metrics of the decomposition by liquid phase:
a – plot of the optimized function; b – diagram of the relevant parameter

4.2. Флюид 1

Задача – определение оптимального раствора закачки для снижения риска гидратообразования; оценка снижения продуктивности при образовании газовых

гидратов. Пластовая нефть представлена множеством компонентов $\hat{S} = \{\text{H}_2, \text{He}, \text{N}_2, \text{CO}_2, \text{C}_1\text{--C}_{36+}\}$. Равенство (10) для компонентов ResF и устьевой пробы нарушено с IC_4 .

Принятое множество компонентов для имитатора природного газа $V = \{N_2, CO_2, C_1-NC_4\}$. По результатам проверки его термодинамической совместимости по выражениям (24) и (25) коэффициенты детерминации R^2 составили 0,9764 и 0,9928 соответственно.

Приготовленная газовая смесь использована для подбора раствора закачки и рекомбинации пробы под давлением для фильтрационных исследований. Оптимальная концентрация ингибитора получена на основании кривых гидратообразования для имитатора природного газа и различных растворов закачки. Для исследования безгидратного режима проведены эксперименты в тонких трубках различного диаметра.

Снижения продуктивности фильтрации при образовании газовых гидратов проведены на составных керновых колонках.

Проба *RecF* 1 получена в лаборатории при смешении имитатора природного газа и устьевой пробы нефти в заданном соотношении R_v . Определенное для нее давление насыщения выше давления насыщения *ResF*. Поэтому для приготовления пробы *RecF* 2 из *RecF* 1 отведена газовая шапка, образованная при снижении давления до давления насыщения. Полученная проба признана представительной и использована для фильтрационных исследований.

На рис. 2 представлены диаграммы сводных результатов исследований «Флюид 1».

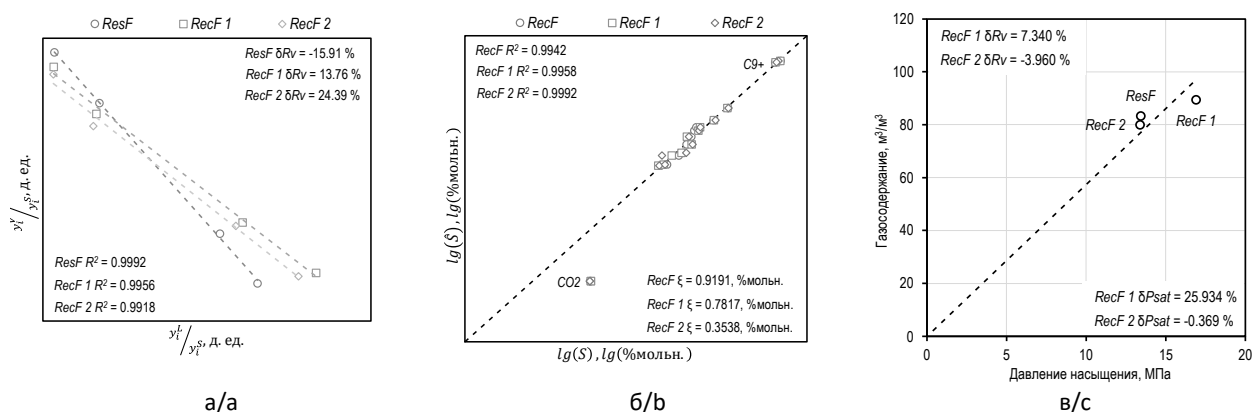


Рис. 2. Сводные результаты исследований «Флюид 1»:

а – диаграмма материального баланса разгазирования; б – диаграмма воспроизведения состава; в – диаграмма зависимости газосодержания от давления насыщения

Fig. 2. Summary of the results of the Fluid 1 research: а – diagram of material balance for degassing; б – composition reproduction diagram; в – diagram of gas-oil ratio vs. bubble point pressure

На рис. 2а приведен материальный баланс сепарации (28) для экспериментальных данных. Величины коэффициентов детерминации рассчитаны для *ResF* и *RecF*. В случае рекомбинации нескольких проб пластовых флюидов им присвоены соответствующие порядковые номера. Сепарированными фазами для материального баланса являются имитатор природного газа и устьевая проба жидкости. Относительное отклонение R_v^{mb} от R_v

соответствующего флюида обозначены символом δR_v .

На рис. 2б представлено сопоставление компонентных составов *ResF* и *RecF*. По оси абсцисс отложены концентрации компонентов в рекомбинированных пробах; по оси ординат – в *ResF*. Результат математической композиции имитатора природного газа и устьевой пробы жидкости обозначен *RecF*. Для рекомбинированных проб используются соответствующие порядковые номера.

Коэффициент детерминации характеризует точность воспроизведения состава потребной насыщенной системы. Среднее отклонение между компонентами соответствует ξ .

На рис. 2в показана зависимость газосодержания от давления насыщения для флюидов. Теоретическая интерпретация графика гласит, что для одного объекта исследования точки лежат на одной прямой, проходящей через начало координат. Относительные отклонения газосодержания и давления насыщения рекомбинированных проб от газосодержания и давления насыщения *ResF* обозначены символами δR_v и δP_b соответственно.

4.3. Флюид 2

Задача – определение эффективности технологии циклической закачки CO_2 для добычи высоковязкой нефти. Пластовая нефть представлена множеством компонентов $\hat{S} = \{\text{H}_2, \text{He}, \text{N}_2, \text{CO}_2, \text{H}_2\text{S}, \text{C}_1\text{--C}_{36+}\}$. Равенство (10) для компонентов *ResF* и устьевой пробы нарушено с IC_5 . Принятое множество компонентов для имитатора природного газа $V = \{\text{N}_2, \text{CO}_2, \text{C}_1\text{--NC}_5\}$. По результатам проверки его термодинамической совместимости по выражениям (24)

и (25) коэффициенты детерминации R^2 составили 0,9801 и 0,9992 соответственно.

Пластовая нефть *ResF* имеет высокую вязкость, низкие величины газосодержания и давления насыщения, высокое содержание азота. Из-за последнего приготовленный имитатор природного газа более чем наполовину состоит из N_2 . Мольная доля этого компонента в газовой смеси находится вне установленных стандартами диапазонов. Для рекомбинированной пробы проведен тест на набухание при смешении с CO_2 .

Проба *RecF* 1 получена в лаборатории при смешении имитатора природного газа и устьевой пробы нефти в соотношении R_v . Абсолютные отклонения основных свойств *RecF* 1 от *ResF* составили: молярная масса – –46,88 г/моль; объемный коэффициент – 0,0027 д. ед.; плотность – –20,451 кг/м³; вязкость – –62,189 МПа·с. Проба признана представительной и использована для исследований.

На рис. 3 представлены диаграммы сводных результатов исследований «Флюид 2».

Условные обозначения на диаграммах и комментарии к рис. 3а–3в соответствуют вышеприведенным для рис. 2а–2в.

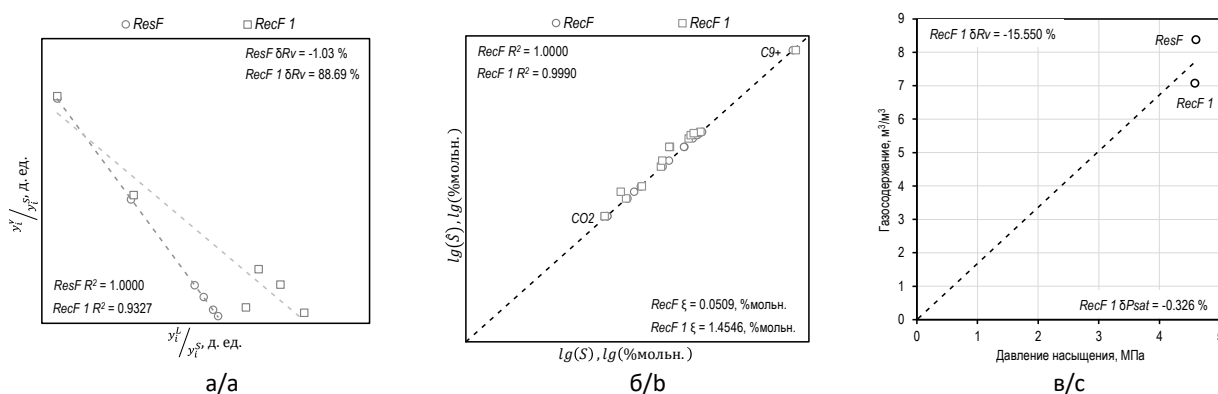


Рис. 3. Сводные результаты исследований «Флюид 2»:

а – диаграмма материального баланса разгазирования; б – диаграмма воспроизведения состава; в – диаграмма зависимости газосодержания от давления насыщения

Fig. 3. Summary of the results of the Fluid 2 research: а – diagram of material balance for degassing; б – composition reproduction diagram; в – diagram of gas–oil ratio vs. bubble point pressure

4.4. Флюид 3

Задача – определение эффективности водогазового воздействия для вытеснения остаточной нефти. Пластовая нефть представлена множеством компонентов $\hat{S} = \{N_2, CO_2, C_1-C_{6+}\}$. Равенство (10) для компонентов $ResF$ и устьевой пробы нарушено с NC_4 . Принятое множество компонентов для имитатора природного газа $V = \{N_2, CO_2, C_1-NC_5\}$. По результатам проверки его термодинамической совместимости по выражениям (24) и (25) коэффициенты детерминации R^2 составили 0,9206 и 0,9993 соответственно.

Проба $Re c F 1$ получена в лаборатории из имитатора природного газа и устьевой

пробы нефти, при смешении до достижения давления насыщения P_b . Абсолютные отклонения основных свойств $RecF 1$ от $ResF$ составили: молярная масса – 2,28 г/моль; объемный коэффициент – 0,047 д. ед.; плотность – $-39,774 \text{ кг/м}^3$; вязкость – $-0,489 \text{ МПа с}$. Проба признана представительной и использована для фильтрационных исследований. Смеси между пробой $Re c F 1$ и смесями попутного нефтяного газа (ПНГ) и N_2 различных концентраций определены в тонкой трубке. Эффективность водогазового воздействия оценена на составных керновых колонках.

На рис. 4 представлены диаграммы сводных результатов исследований «Флюид 3».

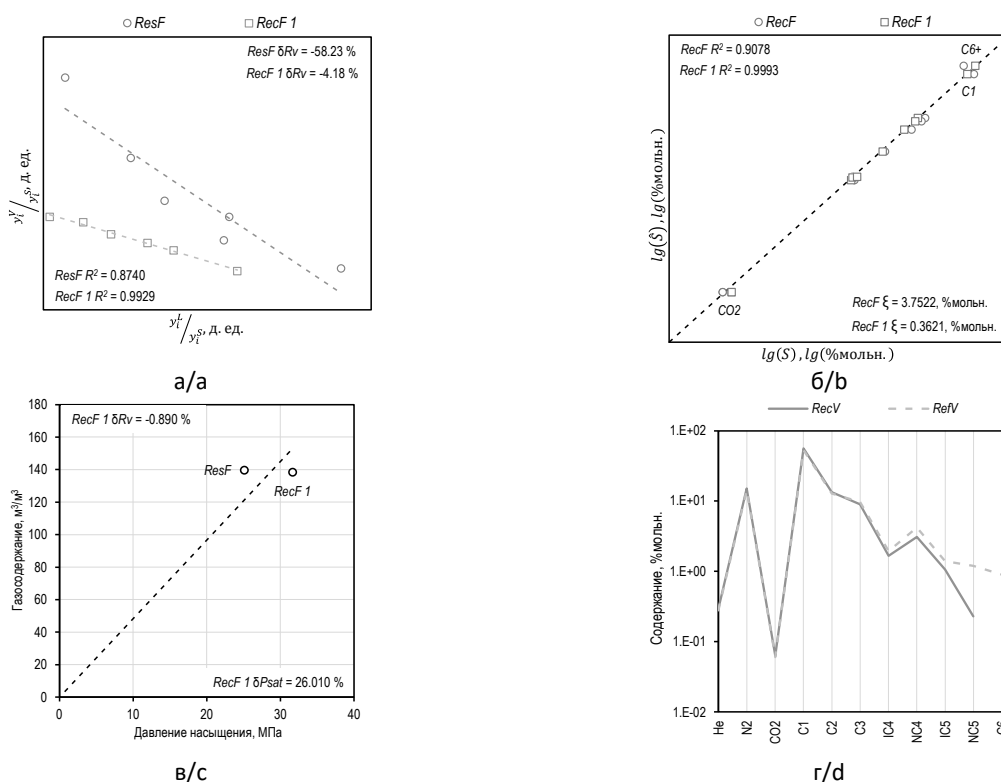


Рис. 4. Сводные результаты исследований «Флюид 3»: а – диаграмма материального баланса разгазирования; б – диаграмма воспроизведения состава; в – диаграмма зависимости газосодержания от давления насыщения; г – график компонентных составов газов

Fig. 4. Summary of the results of the Fluid 3 research: а – diagram of material balance for degassing; б – composition reproduction diagram; в – diagram of gas–oil ratio vs. bubble point pressure; г – diagram of gas components

Условные обозначения на диаграммах и комментарии к рис. 4а–4в соответствуют вышеприведенным для рис. 2а–2в. На рис. 4г

сопоставлены компонентные составы имитатора природного газа ($Re c V$) и заданного газа стандартной сепарации ($RefV$).

Множество компонентов газа рекомбинации соответствуют принятой функции принадлежности $\mu_V(\hat{s})$.

4.5. Флюид 4

Задача – определение эффективности водогазового воздействия для вытеснения остаточной нефти. Пластовая нефть представлена множеством компонентов $\hat{S} = \{H_2, He, N_2, CO_2, H_2S, C_1-C_{36}+\}$. Равенство (10) для компонентов *ResF* и устьевой пробы нарушено с NC_4 . Принятое множество компонентов для имитатора природного газа $V = \{N_2, CO_2, C_1-NC_5\}$. По результатам проверки его термодинамической совместимости по выражениям (24) и (25) коэффициенты детерминации R^2 составили 0,8905 и 0,9961 соответственно.

Проба *Re c F 1* получена в лаборатории при смешении имитатора природного газа

и устьевой пробы нефти в соотношении R_V . Абсолютные отклонения основных свойств *Re c F 1* от *ResF* составили: молярная масса – 0,35 г/моль; объемный коэффициент – –0,1061 д. ед.; плотность – 8,08 кг/м³; вязкость – –0,032 МПа·с. Из пробы *Re c F 1* отведена газовая шапка, образованная при снижении давления до установленного им значения. Полученная проба *Re c F 2* использована для фильтрационных исследований. Смеси между *Re c F 2* и смесями ПНГ и CO_2 различных концентраций определены в тонкой трубке. Эффективность водогазового воздействия оценена на составных керновых колонках.

На рис. 5 представлены диаграммы сводных результатов исследований «Флюид 4».

Условные обозначения на диаграммах и комментарии к рис. 5а–5в и рис. 5г соответствуют вышеприведенным для рис. 2а–2в и рис. 4г.

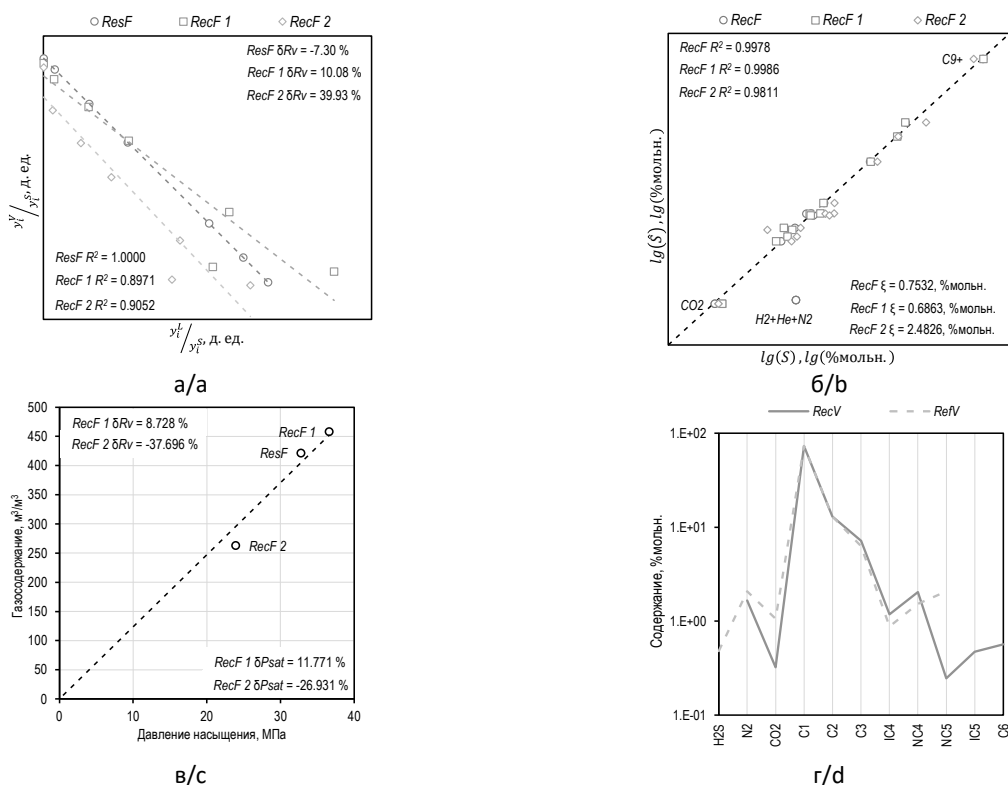


Рис. 5. Сводные результаты исследований «Флюид 4»: а – диаграмма материального баланса разгазирования; б – диаграмма воспроизведения состава; в – диаграмма зависимости газосодержания от давления насыщения; г – график компонентных составов газов

Fig. 5. Summary of the results of the Fluid 4 research: а – diagram of material balance for degassing; б – composition reproduction diagram; в – diagram of gas-oil ratio vs. bubble point pressure; г – diagram of gas components

4.6. Флюид 5

Задача – определение эффективности водогазового воздействия для вытеснения остаточной нефти. Пластовая нефть представлена множеством компонентов $\hat{S} = \{H_2, He, N_2, CO_2, H_2S, C_1-C_{36+}\}$. Равенство (10) для компонентов *ResF* и устьевой пробы нарушено с NC_4 . Принятое множество компонентов для имитатора природного газа $V = \{N_2, CO_2, H_2S, C_1-NC_5\}$. По результатам проверки его термодинамической совместимости по выражениям (24) и (25) коэффициенты детерминации R^2 составили 0,9938 и 0,9988 соответственно.

В имитаторе природного газа присутствует сероводород. Авторы самостоятельно адаптировали гравиметрический метод для новых требований охраны труда. Для исследований использовано оборудование, которое произведено для работы с H_2S . Газовый хроматограф для анализа состава имитатора природного газа также оснащен детектором сероводорода.

Проба *RecF 1* получена в лаборатории из имитатора природного газа и устьевой пробы нефти, при смешении до достижения давления насыщения P_b . Абсолютные отклонения основных свойств *RecF 1* от *ResF* составили: молярная масса – $-3,81$ г/моль; объемный коэффициент – $-0,347$ д. ед.; плотность – $37,482$ кг/м³; вязкость – $0,0567$ МПа·с. Для приготовления пробы *RecF 2* из *RecF 1* отведена газовая шапка, образованная при снижении давления до установленного давления. Полученная проба признана представительной и использована для фильтрационных исследований. Смеси между пробой *RecF 2* и смесями ПНГ и CO_2 различных концентраций определены в тонкой трубке. Эффективность водогазового воздействия оценена на составных керновых колонках.

На рис. 6 представлены диаграммы сводных результатов исследований «Флюид 5».

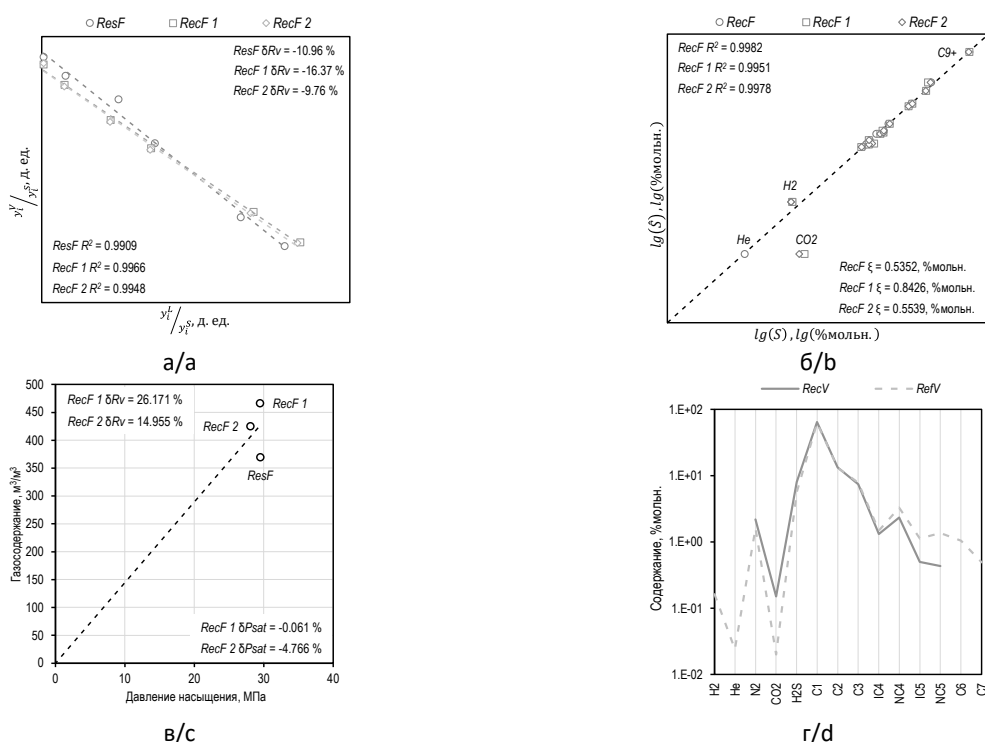


Рис. 6. Сводные результаты исследований «Флюид 5»: а – диаграмма материального баланса разгазирования; б – диаграмма воспроизведения состава; в – диаграмма зависимости газосодержания от давления насыщения; г – график компонентных составов газов

Fig. 6. Summary of the results of the *Fluid 5* research: а – diagram of material balance for degassing; б – composition reproduction diagram; в – diagram of gas-oil ratio vs. bubble point pressure; г – diagram of gas components

Условные обозначения на диаграммах и комментарии к рис. 6а–6в и рис. 6г соответствуют вышеприведенным для рис. 2а–2в и рис. 4г.

4.7. Флюид 6

Задача – определение эффективности водогазового воздействия для вытеснения остаточной нефти. Пластовая нефть представлена множеством компонентов $\hat{S} = \{N_2, CO_2, C_1-C_{36+}\}$. Равенство (10) для компонентов *ResF* и устьевой пробы нарушено с NC_4 . Принятое множество компонентов для имитатора природного газа $V = \{N_2, CO_2, C_1-NC_6\}$. По результатам проверки его термодинамической совместимости по выражениям (24) и (25) коэффициенты детерминации R^2 составили 0,9862 и 0,9973 соответственно.

Проба *ResF* 1 получена в лаборатории из имитатора природного газа и устьевой пробы нефти, при смешении до достижения давления насыщения P_b . Абсолютные отклонения основных свойств *ResF* 1 от *ResF* составили: молярная масса – –1,1 г/моль; объемный коэффициент – –0,129 д. ед.; плотность – 15,097 кг/м³; вязкость – 0,0105 МПа·с. Проба признана представительной и использована для фильтрационных исследований. Смеси между пробой *ResF* 2 и смесями ПНГ и CO_2 различных концентраций определены в тонкой трубке. Эффективность водогазового воздействия оценена на составных керновых колонках.

На рис. 6 представлены диаграммы сводных результатов исследований «Флюид 6».

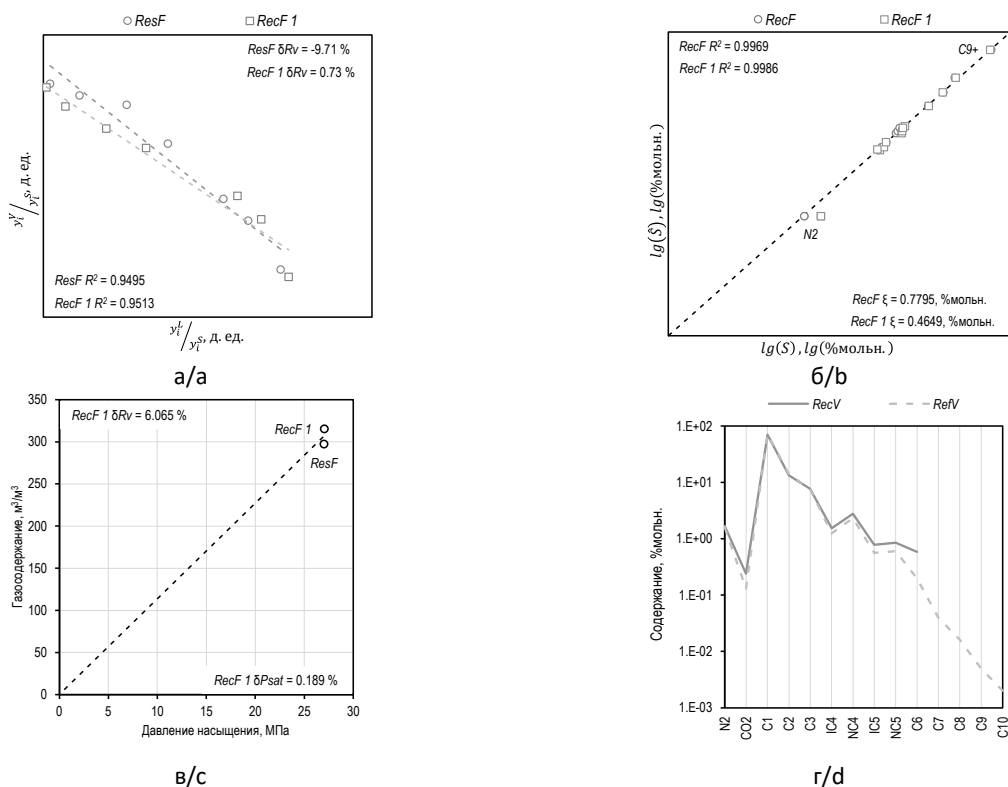


Рис. 7. Сводные результаты исследований «Флюид 6»: а – диаграмма материального баланса разгазирования; б – диаграмма воспроизведения состава; в – диаграмма зависимости газосодержания от давления насыщения; г – график компонентных составов газов

Fig. 7. Summary of the results of the *Fluid 6* research: а – diagram of material balance for degassing; б – composition reproduction diagram; в – diagram of gas-oil ratio oil ratio vs. bubble point pressure; г – diagram of gas components

Условные обозначения на диаграммах и комментарии к рис. 7а–7в и рис. 7г соответствуют вышеприведенным для рис. 2а–2в и рис. 4г.

Заключение

Представлена реализация эвристического алгоритма расчета компонентного состава газа рекомбинации. Для его применения не требуется использование адаптированного уравнения состояния для пластового флюида. Необходимые для приготовления рекомбинированной пробы имитатор природного газа и устьевая проба жидкости являются доступными и предпочтительными при больших объемах исследований.

Предложенный метод не лишен недостатков. Так как алгоритм расчета – эвристический, то найденное им решение не является точным. По результатам исследований получаемая рекомбинированная проба представительна для проведения фильтрационных и специальных PVT-исследований для проектов газовых МУН. При помощи итерационных методов авторы предлагают искать оптимальное для

имеющихся данных решение. В случае если результаты неудовлетворительны, дозагрузка имитатора природного газа или отвод газовой шапки приближают рекомбинированную систему к необходимым параметрам.

На данный момент алгоритм применен только для исследования нефтяных объектов. Для повышения его точности необходим сбор дополнительных данных для различных пластовых систем. Также авторы не исключают наличия аналитического решения, которое на данный момент ими не найдено.

Выводы. Работа будет интересна специалистам в области лабораторных исследований проектов газовых методов увеличения нефтеотдачи. Дискуссионными остаются вопросы о повышении точности прикладного алгоритма и его дальнейшего развития. Особый интерес вызывает прогнозирование отклонения полученного для рекомбинированной пробы газосодержания от заданного. Предположительно его приближение к нулю снизит отклонение полученных основных свойств от ожидаемых.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Stratiev D., Sotirov S., Sotirova E. et al.* Prediction of molecular weight of petroleum fluids by empirical correlations and artificial neuron networks // *Processes*. 2023. Vol. 11, No. 2. P. 426. <https://doi.org/10.3390/pr11020426>
2. *Elliott J.R., Diky V., Knotts T.A., Wilding W.V.* The Properties of Gases and Liquids. 6th ed. New York: McGraw Hill, 2023. 768 p.
3. *Gómez-Siurana A., Font-Escamilla A.* Spreadsheet to illustrate the application of relaxation methods for multicomponent distillation separations // *Education for Chemical Engineers*. 2023. Vol. 45. P. 161–172. <https://doi.org/10.1016/j.ece.2023.06.005>
4. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase Behavior. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 2000. 233 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630874>

5. Hashemi S.M.H., Monfaredi K., Sedaee B. An inclusive consistency check procedure for quality control methods of the black oil laboratory data // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10, No. 5. P. 2153–2173. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00869-6>
6. Holzschuh B.J., Vegetti S., Thuerey N. Solving inverse physics problems with score matching, // Proceedings of the 37th Conference on Neural Information Processing Systems (NeurIPS 2023). Red Hook, NY: Curran Associates, 2023. P. 61888–61922. (Advances in Neural Information Processing Systems. Vol. 36).
7. Gelfert A. How to Do Science with Models: A Philosophical Primer. Cham, Switzerland: Springer, 2016. 135 p. (SpringerBriefs in Philosophy). <https://doi.org/10.1007/978-3-319-27954-1>
8. Couso I., Borgelt C., Hullermeier E., Kruse R. Fuzzy sets in data analysis: From statistical foundations to machine learning // IEEE Computational Intelligence Magazine. 2019. Vol. 14, No. 1. P. 31–44. <https://doi.org/10.1109/MCI.2018.2881642>
9. Aghamiri S., Tamtaji M., Ghafoori M.J. Developing a K-value equation for predict dew point pressure of gas condensate reservoirs at high pressure // Petroleum. 2018. Vol. 4, No. 4. P. 437–443. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.08.002>
10. Bai L., Wang Y., He M., Zhang Y., Liu X. A cubic equation of state with a repulsion term // Fluid Phase Equilibria. 2024. Vol. 578. P. 114014. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2023.114014>

Информация об авторах

Роман Владимирович Бондарев – инженер-проектировщик, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-7972-205X>; e-mail: bondarev.r.mail@gmail.com

Ильсеяр Раисовна Сираева – младший научный сотрудник, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; <https://orcid.org/0009-0005-2204-1772>; e-mail: ilseyar788@gmail.com

Георгий Дмитриевич Сергеев – младший научный сотрудник, Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Казань, Россия; SPIN-код: 1855-7832, <https://orcid.org/0000-0002-4748-6090>; e-mail: gdm.sergeev@gmail.com

Алсу Илшатовна Валеева – лаборант, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; <https://orcid.org/0009-0007-8870-6540>; e-mail: alsuhhv@gmail.com

Алсу Инсуровна Сафиуллина – лаборант, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; <https://orcid.org/0009-0001-3646-8794>; e-mail: safalu.06@gmail.com

Алексей Александрович Лобанов – к.т.н., доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; SPIN-код: 4342-5177, <https://orcid.org/0000-0002-6085-4636>; e-mail: lobanov.mdh@gmail.com

Поступила в редакцию 24.05.2024

EXPERIMENTAL AND THEORETICAL STUDIES OF THERMODYNAMIC FEATURES AND PHASE BEHAVIOR OF HYDROCARBON MIXTURES

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art1>

Heuristic algorithm for calculating the component composition of recombination gas without an adapted equation of state

R.V. Bondarev, I.R. Siraeva, G.D. Sergeev ✉, A.I. Valeeva, A.I. Safiullina, A.A. Lobanov

Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

Abstract. *Background.* To conduct laboratory research of projects of gas enhanced oil recovery methods, a large volume of reservoir system is required. Often its replenishment by depth and/or separator samples is not economically feasible. Therefore, the task of fluid recombination from wellhead liquid sample and natural gas simulator arises. *Objective.* To calculate the component composition of recombination gas under the conditions of the task. *Materials and methods.* The heuristic calculation algorithm uses the tools of: modeling, inverse problems of physics, set theory, mathematical programming. Special focus is given to its empirical and theoretical justification. *Results.* The paper considers the limitations of the thermodynamic method. The conditions of the problem to be solved are outlined and justified. The applied algorithm of the solution is formulated and derived. The efficiency of the algorithm for oil systems is experimentally confirmed. *Conclusions.* The work will be of interest for specialists in the field of laboratory research projects of gas enhanced oil recovery methods. The issues of improving the accuracy of the applied algorithm and its further development are still under discussion.

Keywords: gas-based enhanced oil recovery methods, natural gas imitator, component composition, material balance, reservoir fluid model, sample preparation, recombined sample, wellhead sample, filtration research

Funding: this work was funded by the subsidy allocated to Kazan (Volga Region) Federal University for the State Assignment in the sphere of scientific activities, project No. FZSM-2023-0014.

For citation: Bondarev R.V., Siraeva I.R., Sergeev G.D., Valeeva A.I., Safiullina A.I., Lobanov A.A. Heuristic algorithm for calculating the component composition of recombination gas without an adapted equation of state. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 2. P. 97–121. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art1>

✉ Georgy D. Sergeev, e-mail: gdm.sergeev@gmail.com

© Bondarev R.V., Siraeva I.R., Sergeev G.D., Valeeva A.I., Safiullina A.I., Lobanov A.A., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Stratiev D., Sotirov S., Sotirova E. et al. Prediction of molecular weight of petroleum fluids by empirical correlations and artificial neuron networks. *Processes*. 2023. Vol. 11, No. 2. P. 426. <https://doi.org/10.3390/pr11020426>
2. Elliott J.R., Diky V., Knotts T.A., Wilding W.V. *The Properties of Gases and Liquids*. 6th ed. New York: McGraw Hill, 2023. 768 p.
3. Gómez-Siurana A., Font-Escamilla A. Spreadsheet to illustrate the application of relaxation methods for multicomponent distillation separations. *Education for Chemical Engineers*. 2023. Vol. 45. P. 161–172. <https://doi.org/10.1016/j.ece.2023.06.005>
4. Whitson C.H., Brulé M.R. *Phase Behavior*. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 2000. 233 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630874>
5. Hashemi S.M.H., Monfaredi K., Sedae B. An inclusive consistency check procedure for quality control methods of the black oil laboratory data. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. Vol. 10, No. 5. P. 2153–2173. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00869-6>
6. Holzschuh B.J., Vegetti S., Thuerey N. Solving inverse physics problems with score matching, In: *Proceedings of the 37th Conference on Neural Information Processing Systems (NeurIPS 2023)*. Red Hook, NY: Curran Associates, 2023. P. 61888–61922. (Advances in Neural Information Processing Systems. Vol. 36).
7. Gelfert A. *How to Do Science with Models: A Philosophical Primer*. Cham, Switzerland: Springer, 2016. 135 p.
8. Couso I., Borgelt C., Hullermeier E., Kruse R. Fuzzy sets in data analysis: From statistical foundations to machine learning. *IEEE Computational Intelligence Magazine*. 2019. Vol. 14, No. 1. P. 31–44. <https://doi.org/10.1109/MCI.2018.2881642>
9. Aghamiri S., Tamtaji M., Ghafoori M.J. Developing a K-value equation for predict dew point pressure of gas condensate reservoirs at high pressure. *Petroleum*. 2018. Vol. 4, No. 4. P. 437–443. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.08.002>
10. Bai L., Wang Y., He M., Zhang Y., Liu X. A cubic equation of state with a repulsion term. *Fluid Phase Equilibria*. 2024. Vol. 578. P. 114014. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2023.114014>

Information about the authors

Roman V. Bondarev – Concept Engineer, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-7972-205X>; e-mail: bondarev.r.mail@gmail.com

Ilseyar R. Siraeva – Junior Researcher, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-2204-1772>; e-mail: ilseyar788@gmail.com

Georgy D. Sergeev – Junior Researcher, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-4748-6090>; e-mail: gdm.sergeev@gmail.com

Alsu I. Valeeva – Laboratory Assistant, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0009-0007-8870-6540>; e-mail: alsuhhv@gmail.com

Alsu I. Safiullina – Laboratory Assistant, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0009-0001-3646-8794>; e-mail: safalu.06@gmail.com

Alexey A. Lobanov – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-6085-4636>, e-mail: lobanov.mdh@gmail.com

Received 24.05.2024

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8.028

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art2>

Методика вариации структурного плана многопластового месторождения со сложным геологическим строением

И.И. Алехин¹✉, И.А. Переплеткин^{1,2}, А.С. Мещерякова^{1,2}

1 – Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

2 – Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
Новосибирск, Россия

Аннотация. *Актуальность.* При вероятностной оценке ресурсной базы наибольшие неопределенности ассоциируются с широким диапазоном значений общего объема породы. В рамках работы с применением площади пласта результирующие карты общих толщин строятся некорректно. *Цель работы.* Учет фациального зонирования в процессе вариации структурного каркаса при работе с ачимовской толщей многопластового месторождения. *Материалы и методы.* Применяемый подход подразумевает учет ошибок структурных построений пропорционально мощности в зависимости от фациальных зон. Авторами предложен дополнительный этап картопостроения с использованием карт пропорций мощности во избежание получения нереалистичных с геологической точки зрения локальных аномалий мощности. *Результаты.* Получен набор измененных карт общих толщин клиноциклитов, отражающих ключевые особенности геологического строения объекта моделирования, а именно фациальную дифференциацию и связанную с ней неоднородность по латерали. *Выводы.* Выбранный подход к построению карт общих толщин позволил получить геологически реалистичные карты эффективных толщин, которые, в свою очередь, легли в основу картирования продуктивного объема.

Ключевые слова: ачимовская толща, карты общих толщин, карты пропорций мощности, многовариантный расчет, многопластовое месторождение, структурный каркас, фациальные зоны, workflow

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С. Методика вариации структурного плана многопластового месторождения со сложным геологическим строением // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 122–140. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art2>

✉ Алехин Илья Игоревич, e-mail: Alekhinilya@gmail.com

© Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

В последнее время возрастает роль вероятностной оценки ресурсной базы при работе с резервуарами со сложным строением. В большинстве случаев [1, 2], при стохастическом способе подсчета запасов наибольшие неопределенности ассоциируются с широким диапазоном значений общего объема породы. Общий объем породы складывается из площади распространения и общих толщин пласта; каждый из этих параметров рекомендуется варьировать в рамках многовариантных расчетов [1–3].

Геометризация сложнопостроенных объектов, таких как ачимовская толща, сопряжена с совокупностью технических сложностей. Прежде всего, это неоднозначность структурной интерпретации данных сейсморазведки, связанная со сложной интерференционной картиной, как при картировании песчаных объектов [4], так и при определении границ выклинивания пластов (так называемые «тюнинг-эффекты») [3, 5]. Также возникает сложность выделения малоамплитудных циклитов, мощность которых меньше ошибки структурных построений [6].

Традиционно вариация структурного каркаса ассоциируется с ошибкой структурных построений по данным сейсморазведки. Согласно «Инструкции по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ при работах на нефть и газ» (1984), ошибку структурных построений можно оценить по следующей формуле:

$$(\sigma_H)_r = \frac{1}{2} \sqrt{(v_{cp}^2 \sigma_T^2 + T^2 \sigma_v^2)_r}, \quad (1)$$

где $(\sigma_H)_r$ – стандартное отклонение (STD – standard deviation) погрешностей глубин r -го горизонта;

v_{cp} – среднее по площади значение средней скорости в толще, покрывающий r -й горизонт (рассчитано из карт средних скоростей по отражающему горизонту);

T – среднее по площади значение двойного времени пробега волны, отраженной от r -го горизонта (рассчитано из карт изохрон);

σ_v^2 – дисперсия погрешности средних скоростей до r -го горизонта (рассчитано как стандартное отклонение по статистике из карты средних скоростей по горизонту);

σ_T^2 – дисперсия погрешностей времен для r -го горизонта, которая рассчитывается по формуле:

$$\sigma_T^2 = \frac{1}{2} (KQ)^2, \quad (2)$$

где K – показатель качества корреляции, устанавливаемый интерпретатором (принят равным единице);

Q – период коррелируемой волны на временном разрезе (обратная величина доминантной частоты в заданном интервале).

При работе с многопластовым месторождением ачимовской толщи такой подход является не совсем корректным ввиду необходимости созависимой вариации пластов.

Ввиду вышеперечисленных факторов, при вариации структурного каркаса стандартным подходом возникают следующие типовые ошибки [3, 6], критично влияющие на дальнейшие этапы моделирования (как в 2D, так и в 3D вариантах):

1) Отрицательные или нулевые объемы;

2) Локальные зоны с аномально высокими или аномально низкими общими толщинами пласта при вариации структурных карт кровли и подошвы в противоположные стороны в конкретной реализации;

3) Некорректно построенная область выклинивания с множеством локальных «артефактов» толщин пласта за ее пределами.

Таким образом, целью работы является учет фациального зонирования в процессе вариации структурного каркаса при работе с ачимовской толщей многопластового месторождения.

Описание методики

В данной работе представлена методика вариации структурного каркаса многопластового месторождения, подразумевающая четыре основных этапа:

1) Вариация кровли и подошвы целевого интервала. Результатом данного этапа являются проварьированные карты верхнего и нижнего опорных отражающих горизонтов (ОГ).

2) Вариация общих толщин каждого пласта. Результатом этапа являются измененные карты толщин, не привязанные к конкретному структурному каркасу, полученному на первом этапе.

3) Построение карт долей по новым вариантам карт толщин для конкретной итерации многовариантных расчетов. В данном случае «долей» или «пропорцией» мощности является отношение мощности конкретного пласта (полученного после вариации на втором этапе) к сумме мощностей всех пластов.

4) Применение карт долей для получения финальных реализаций карт общих толщин и помещение карт каждого

пласта в структурный каркас, измененный на первом этапе.

Рассмотрим детально каждый из этапов картопостроения.

На первом этапе для вариации кровли и подошвы целевого интервала мелового комплекса использовались карты ошибок структурных построений, полученные по данным сейсмоки. В качестве нижнего опорного горизонта рассматривалась кровля Баженовской свиты, в качестве верхнего горизонта – Уренгойская пачка (стратиграфия принята согласно «Решению 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири», 2003 г.).

Для расчета данных карт использовались структурные карты до калибровки и значения невязок в точках скважин. Построение множества карт производилось стохастичным алгоритмом Sequential Gaussian Simulation (SGS), реализующим метод последовательного гауссовского моделирования.

Рассматриваемый район отличается разной степенью покрытия сейсмическими данными. В южной части проведены 3D сейсморазведочные работы, в остальной области картопостроения отмечается достаточно уплотненная сеть профилей 2D с уменьшением их плотности в западной части границы района работ.

При расчете на 2D-профилях и в контуре 3D задается одинарное значение STD, в межпрофильном пространстве – удвоенное значение STD. Из полученного набора строится осредненная карта стандартного отклонения для всей исследуемой площади.

Полученные значения STD (табл. 1) для опорных горизонтов в целом не противоречат средним значениям Западной Сибири для схожих глубин, так как

рассматриваемый участок работ расположен в депрессионной части, рассматриваемый интервал находится в диапазоне глубин 3500–4200 м.

Табл. 1. Оцененные значения STD для опорных горизонтов

Table 1. Estimated STD values for reference horizons

Горизонт	2D-профили	Области между 2D-профилями	Контур 3D-съемки
Уренгойская пачка	39 м	78 м	30 м
Баженовская свита	52 м	104 м	36 м

Для вариации структурных карт опорных горизонтов (рис. 1) применялся стандартный подход, который заключается в перемножении карт ошибок структурных построений и карты со случайными значениями, построенными по нормальному закону распределения со средним значением 0 и стандартным отклонением, равным 1 (так называемой «случайной» карты):

$$H_r = (H_{Base})_r (\sigma_H)_r (H_{Random})_r, \quad (3)$$

где $(H_{Base})_r$ – базовая структурная карта r -го опорного горизонта;

$(\sigma_H)_r$ – карта STD структурных построений;

$(H_{Random})_r$ – «случайная» карта.

Ранги вариограмм для «случайной» карты были взяты с соседнего более изученного участка. Главный ранг равен побочному и составляет 13,5 км. Важным моментом является созависимость «случайных» карт каждого пласта между собой. Использовался процесс collocated co-kriging (совмещенный ко-кригинг – метод интерполяции, при котором оцениваемый компонент

оценивается на основе его собственных измерений и данных по другим, коррелирующим компонентам – прим. ред.) с коэффициентом корреляции, равным 0,85 (значение подобрано экспертным путем). Учет данной особенности необходим для исключения пересечения горизонтов, в дальнейшем построенных на основе получившихся карт общих толщин.

Далее переходим к вариации карт общих толщин каждого пласта. Стоит отметить, что данная операция не связана с первым этапом. Карты толщин варьировались без привязки к конкретному структурному каркасу. Использовался тот же метод, что и при вариации опорных горизонтов: к исходной карте толщин прибавлялась карта, представляющая собой произведение карты ошибок общих толщин и «случайной» карты. «Случайные» карты также созависимы между собой. Единственное отличие заключалось в принципе построения карт ошибок сейсмических построений – $(\sigma_H)_{FZr}$:

$$H_r = (H_{Base})_r (\sigma_H)_{FZr} (H_{Random})_r, \quad (4)$$

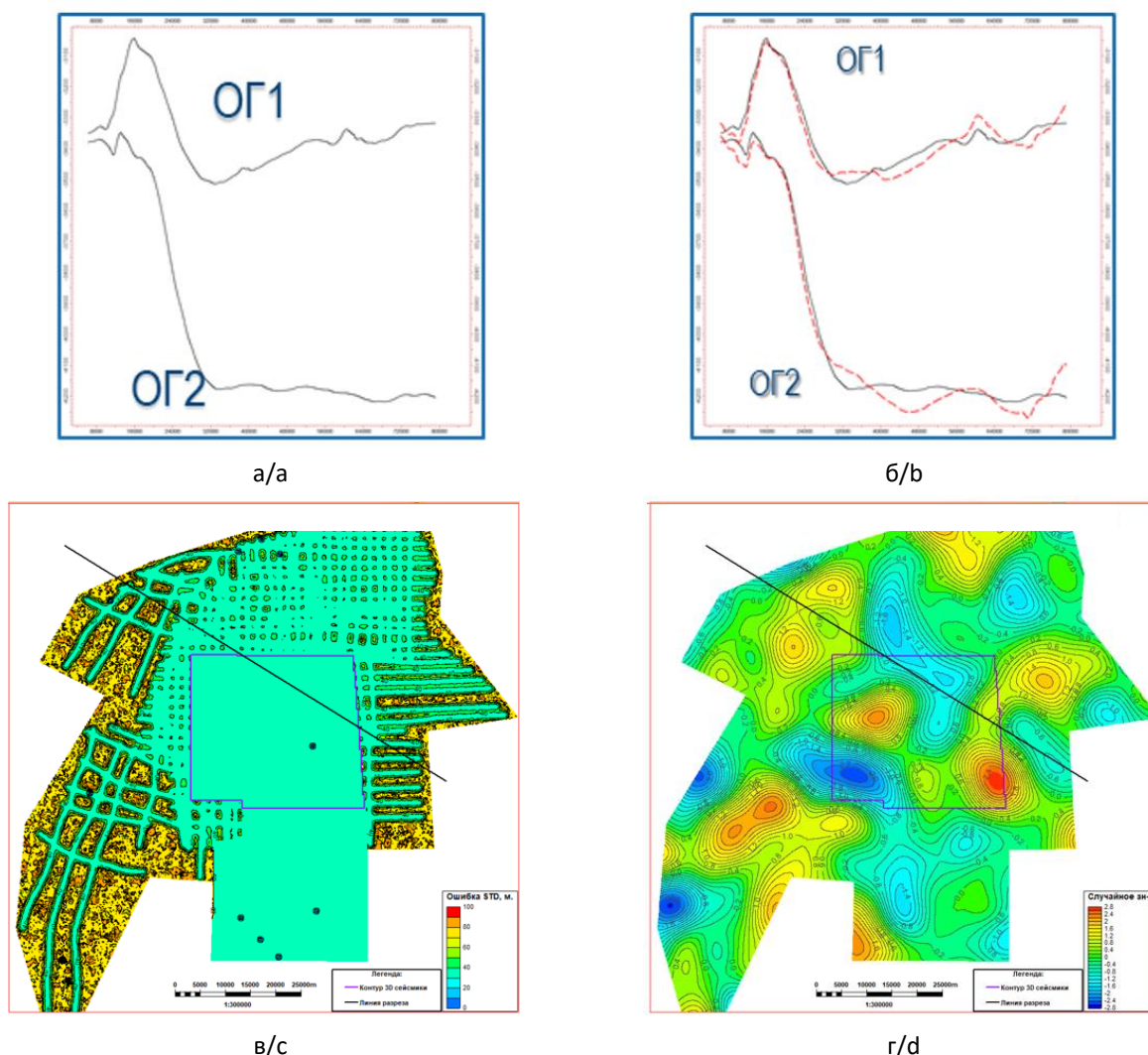


Рис. 1. –Опорные горизонты целевого интервала, использованные для вариации структурных карт: схематичные разрезы до (а) и после (б) вариации; в – карта STD структурных построений, ОГ 1; г – «случайная» карта ошибок, ОГ 1, одна из реализаций

Fig. 1. Reference horizons within the target interval used for variation of structural maps: schematic sections before (a) and after (b) variation; c – STD map of structural imaging, RH 1; d– “random” error map, RH 1, a particular realization

Рассмотрим детально способ создания карты ошибок общих толщин для каждого пласта. В точках скважин измерены общие мощности каждого пласта по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и по данным сейсмической интерпретации. Далее вычислялась ошибка между описанными выше двумя способами измерения общих толщин.

Выборка разделялась по фациальным зонам (ФЗ), в которые попадали

точки пластопересечений конкретных скважин. Выделялось 5 зон (рис. 2): шельф, склон, область подножья склона (проксимальная часть, соответствует области распространения подводящих каналов или фациальной зоне А), глубоководная часть (зона разветвляющихся турбидитовых каналов – фациальная зона В) и область выклинивания (соответствует фациальной зоне С) [7].

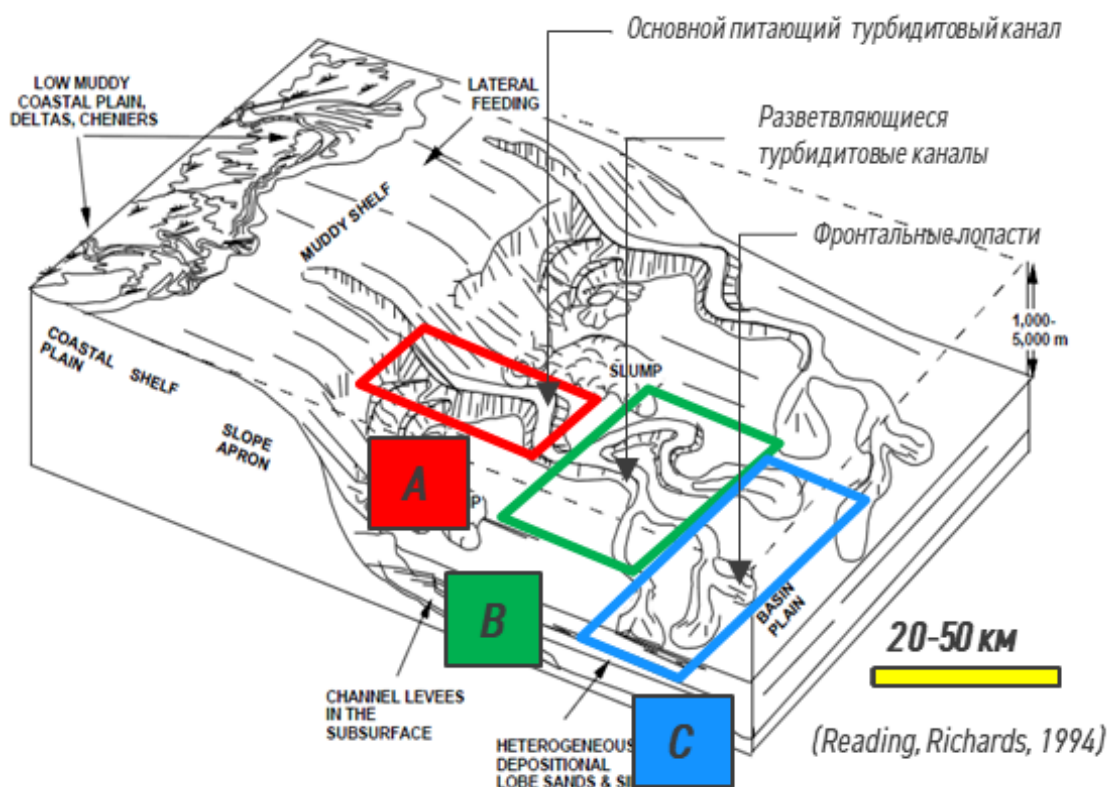


Рис. 2. Схема строения глубоководного конуса выноса глинистого типа с выделением фациальных зон А, В, С

Fig. 2. Schematic structure of deep-water clay-type fan with identification of facies zones A, B, C

Источник/Source: [7]

Выдвинуто предположение, что в различных фациальных зонах значение STD будет различное. К примеру, в зоне склона, где общие толщины могут быть выше на порядок, чем в дистальной части пласта, значение STD также должно возрастать. В то время как в зоне выклинивания общих толщин, где толщины близки к нулевым, значение STD уменьшается.

Типовой разрез фациальных зон А, В и С на примере скважин соседнего участка представлен на рис. 3.

Фациальная зона А характеризуется присутствием только фаций турбидитовых каналов и прирусловых валов, а также низкой латеральной и вертикальной связностью коллекторов. По разрезу

выделяется много гидродинамически не связанных осадочных тел, ассоциированных с отложениями крупных питающих турбидитовых каналов, имеющих ограниченное распространение по площади.

Фациальная зона В характеризуется одновременным присутствием фаций турбидитовых каналов, лопастей и прирусловых валов, последние имеют подчиненное значение. В пределах ФЗ В наблюдается хорошая вертикальная и латеральная связность коллекторов, обусловленная образованием единого осадочного тела сложного отложениями лопастей и каналов. Первые обеспечивают латеральную связность, вторые – вертикальную.

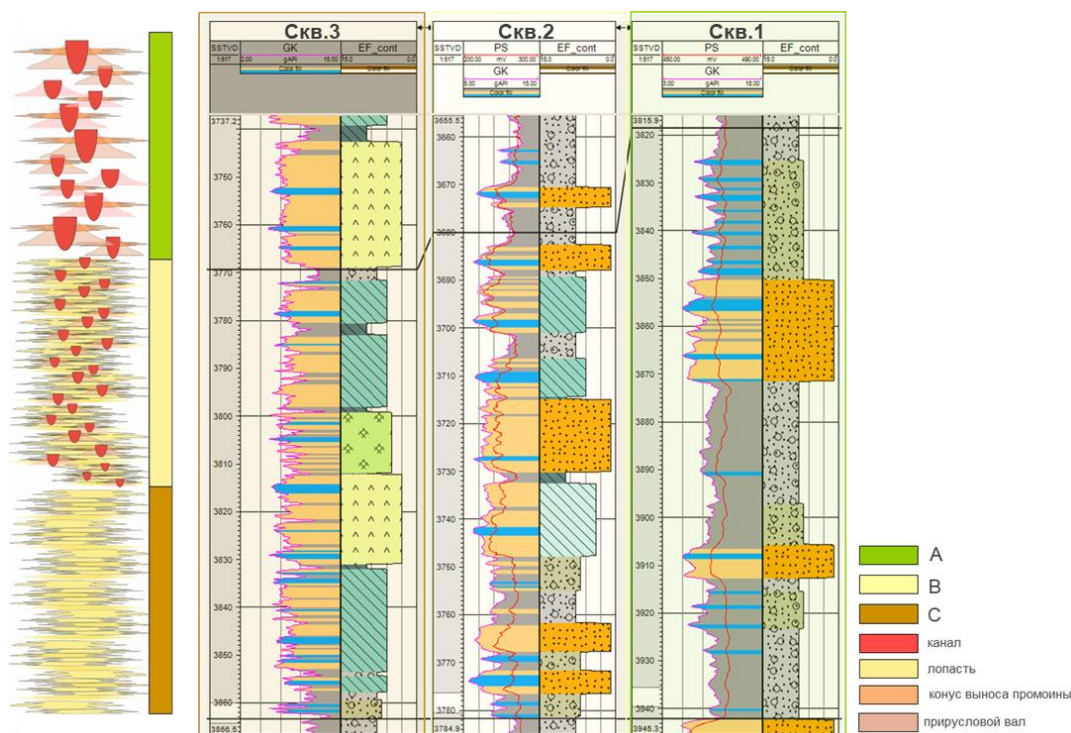


Рис. 3. Типовой разрез фациальных зон А, В и С на примере скважин соседнего участка

Fig. 3. Typical section of facies zones A, B and C using the example of wells in the neighboring field

Фациальная зона С характеризуется значительным преобладанием фации лопастей в разрезах скважин и широким площадным распространением разветвленной сети маломощных терминальных турбидитовых каналов. ФЗ С характеризуется низкой вертикальной (распределительные каналы маломощные и не прорезают отложения лопастей) и высокой латеральной связностью коллекторов (Заграновская Д.Е.¹, [8]).

Учет фациальной зональности необходим для экспертной оценки ошибки

структурных построений и ее вариации в пределах пласта [9]. В табл. 2 представлена часть данных, использованных для статистического анализа ошибок в построении карт общих толщин. Статистические данные собраны по всем пластам (итого 11); если собирать статистику отдельно по каждому из пластов по отдельности, то выборка для расчета статистики будет нерепрезентативна. При этом геологическая изменчивость должна быть посчитана отдельно по каждому пласту относительно карт общих толщин.

Для каждой из фациальных зон (кроме области выклинивания) было отбраковано 3–4% точек с аномально высокими долями ошибок структурных построений. Подобные значения связаны с браком в исходных скважинных данных, а также с приуроченностью к областям экстраполяции сейсмических данных в краевых зонах.

¹ Заграновская Д.Е. Определение геологической успешности проекта для залежей УВ нетрадиционных коллекторов // Наука о сланцах '23. Новый опыт: Материалы 4-го специализированного научно-практического семинара, Москва, Россия, 20–22 марта 2023 г. URL: <https://libgeo.ru/upload/3716.pdf> (дата обращения: 01.08.2024).

Табл. 2. Анализ ошибок структурных построений в различных фациальных зонах по данным ближайших аналогов**Table 2.** Analysis of errors in structural imaging in various facies zones according to the data of the closest analogues

Шельф			Склон			Проксимальная часть (фациальная зона А)			Глубоководная часть (фациальная зона В)			Зона выклинивания (фациальная зона С)		
Ошибка в определении толщин (данные ГИС и сейсмики), $\Delta H_{\text{общ}}$ м	$H_{\text{общ}}$ м	Процент отбракованных точек и значения ошибок	Ошибка в определении толщин (данные ГИС и сейсмики), $\Delta H_{\text{общ}}$ м	$H_{\text{общ}}$ м	Процент отбракованных точек и значения ошибок	Ошибка в определении толщин (данные ГИС и сейсмики), $\Delta H_{\text{общ}}$ м	$H_{\text{общ}}$ м	Процент отбракованных точек и значения ошибок	Ошибка в определении толщин (данные ГИС и сейсмики), $\Delta H_{\text{общ}}$ м	$H_{\text{общ}}$ м	Процент отбракованных точек и значения ошибок	Ошибка в определении толщин (данные ГИС и сейсмики), $\Delta H_{\text{общ}}$ м	$H_{\text{общ}}$ м	Процент отбракованных точек и значения ошибок
10,89	49,6	2/45 (4%)	18,59	145,1	2/69 (3%)	12,8	82,3	1/30 (3%)	11,26	59,2	6/166 (4%)	3,3	0	0/12 (0%)
-13,45	69,04		19,33	210,72		-6,04	14,99		-1,28	74,2		3,1	0	
0,04	32,9		-16,35	158		-28,18	90,02			59,45	44,02	6,41	0	
5,58	14,11		19,7	82			150,22	69,07	14,48	63,64		-0,7	0,02	
9,21	47,07			91,13	57,33	-26,02	88,91		-9,39	47,78		3,88	0,01	
7,68	20,3		5,02	224,38		6,23	95,26		-7,25	73,95		-3,17	0	
1,56	13,48		11,95	111,38		-8,62	117,67		-10,21	54,03		-1,4	0	
10,79	53,39		25,39	238,93		2,75	109,82		-6,38	40,98		-0,04	0	
-9,82	68,98		-1,38	54,89		9,94	136,11		23,81	87,17		-0,05	0	
0,37	16,68		23,04	263,48		-2,25	92,2		16,01	59,97		1,57	0,07	
10,16	64,19		-20,64	202,09		-4,3	126,92		13,14	62		-0,61	0,02	
0,67	13,72		16,42	154,65		16,45	92,12		7,61	76		0,05	0	
9,28	36,74		-2,41	68,64		5,72	108,12		-18,24	26,98		-6,27	-0,2	
-6,03	23,73		-12,3	191,09		20,69	85,67		9,51	74,04				
15,84	76,88		32,83	193,85		-10,79	71,04		-3,9	29,03				
3,39	24,23		18,71	240,95		8,34	68,06		-1,41	55,17				
	90,06	50,9	0,06	176,34		13,79	73,89		-7,53	76				
И еще 29 значений ...			И еще 53 значения ...			И еще 14 значений ...			И еще 150 значений ...					

Примечания: $H_{\text{общ}}$ – общая толщина клиноциклита;
выделенная зона – средние значения параметра;
красным цветом показаны исключенные из выборки точки (не более 4%).

Зависимость, построенная на основе средних ошибок по каждой из фациальных зон, была использована для построения карт ошибок общих толщин:

$$(\sigma_H)_{FZr} = 0,1015 H_{\text{общ}} + 4,54, \quad (5)$$

где $H_{\text{общ}}$ – базовая карта общих толщин.

На рис. 4 представлен пример карты общих толщин и соответствующая ей карта ошибок структурных построений, пересчитанная по формуле (5), а также график зависимости STD от $H_{\text{общ}}$, показывающий изменчивость STD структурных построений в разных фациальных зонах, построенный на основе средних значений и выборки в табл. 2.

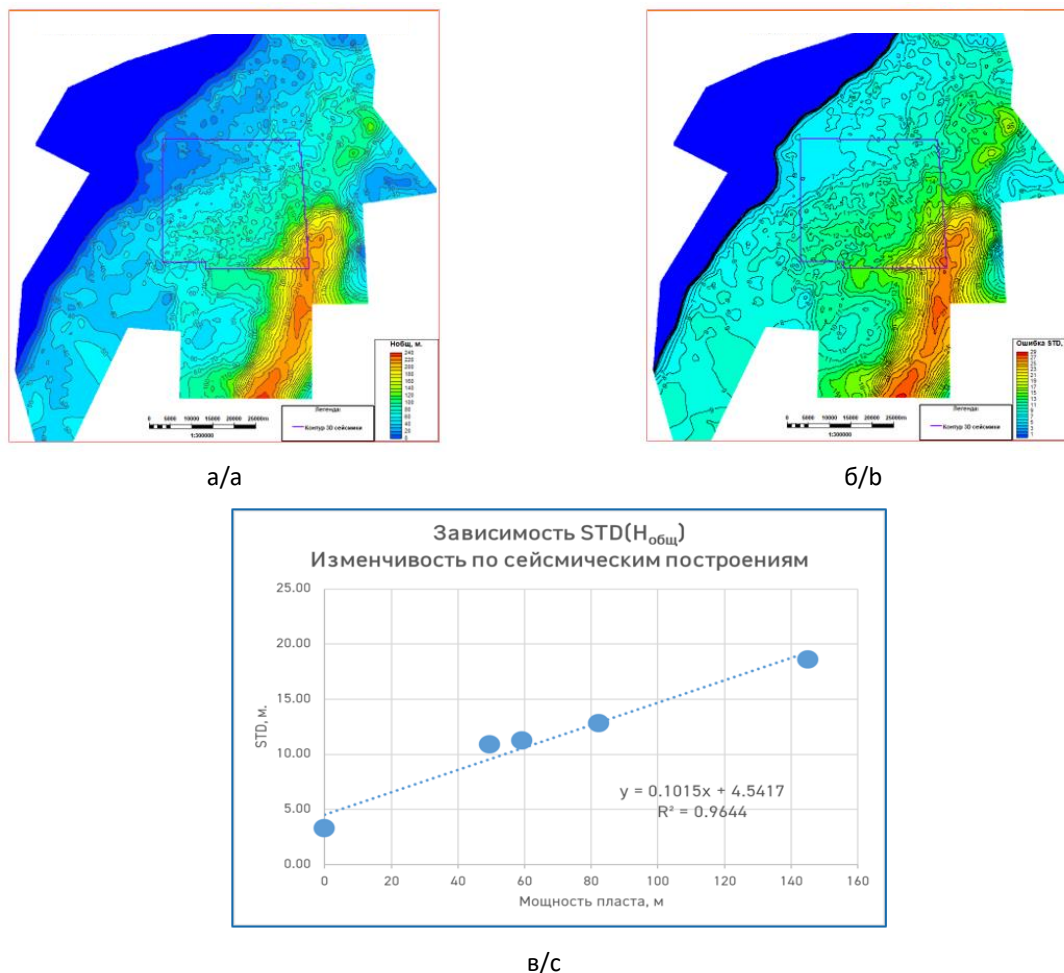


Рис. 4. Принцип построения карты ошибок структурных построений для ачимовских клиноциклов с использованием регрессионной зависимости от общих толщин ($H_{общ}$) в различных фациальных зонах:
 а – карта общих толщин, базовый вариант, пласт № 1;
 б – карта ошибок (STD), пласт № 1; в – график зависимости STD от $H_{общ}$

Fig. 4. Construction principle for the structural imaging error map for the Achimov clinocyclites using the regression with gross thickness (H_{gross}) within different facies zones:
 а – gross thickness map, base scenario, layer No. 1; б – error map (STD), layer No. 1; в – crossplot of STD vs. H_{gross}

На рис. 5 схематично проиллюстрирован принцип вариации карт общих толщин с использованием вышеописанной методики.

Поварьировав карты общих толщин для каждого пласта, попробуем поместить обновленный целевой интервал мелового комплекса в структурный каркас, полученный на первом этапе. Для этого при помощи результирующих карт толщин методом схождения были отстроены все отражающие горизонты,

за кровлю был принят верхний опорный горизонт, полученный на первом этапе.

Как видно из рис. 6, построенные промежуточные горизонты ачимовских пластов (красный цвет) не могут поместиться в структурный каркас (ОГ1–ОГ2), заготовленный на первом этапе (черный цвет). Именно по этой причине было решено в дальнейшем использовать карты пропорций мощности каждого пласта относительно суммарной мощности целевого интервала.

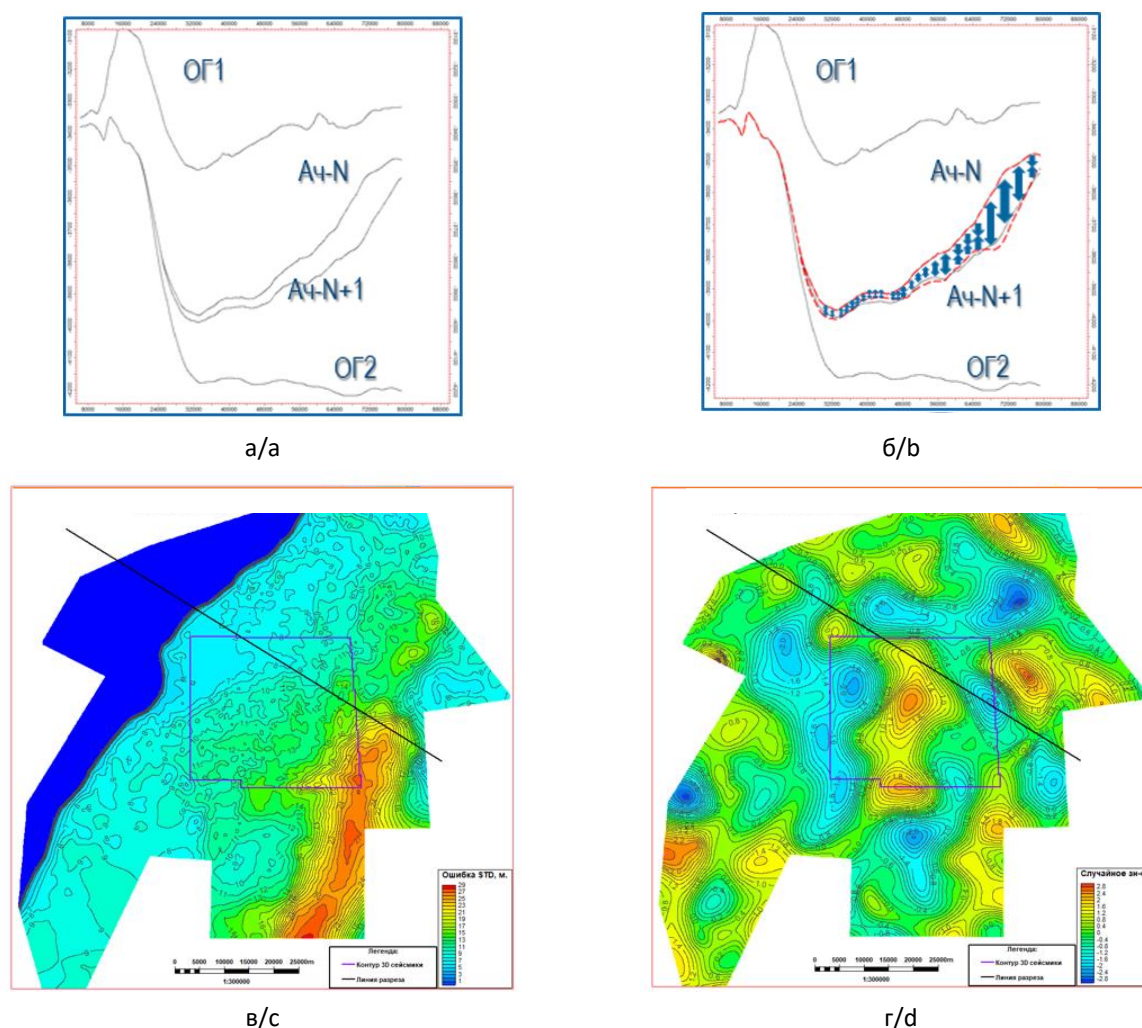


Рис. 5. Визуализация вариации общих толщин ачимовского пласта в целевом интервале: а – схематичный разрез с нанесением границы карт кровли и подошвы опорных горизонтов и одного из ачимовских пластов (базовый вариант); б – визуализация измененного положения кровли и подошвы (красным) ачимовского пласта в одной из реализаций; в – карта STD; г – «случайная» карта ошибок

Fig. 5. Visual representation of the Achimov layer gross thickness variation within the target interval: а – schematic section with depiction of the boundary of the maps of the top and bottom of the reference horizons and a particular Achimov layer (base scenario); б – visual representation of the changed position of the top and bottom (red) of the Achimov layer within a particular realization; в – STD map; д – “random” error map

Рассмотрим принцип картопостроения.

После второго этапа имеем набор новых карт общих толщин (рис. 7а).

Далее для каждой реализации рассчитывается карта суммарной мощности всего интересующего интервала – ΔH (рис. 7б). Данная карта получается путем суммирования карт толщин для всех пластов в текущей реализации:

$$\Delta H = \sum_{N=1}^{r=1} H_r. \quad (6)$$

В результате создаются карты пропорций для каждого пласта (рис. 7в) путем деления карты общих толщин пласта на ранее полученную карту ΔH :

$$(H_{Proportion})_r = \frac{H_r}{\Delta H}. \quad (7)$$

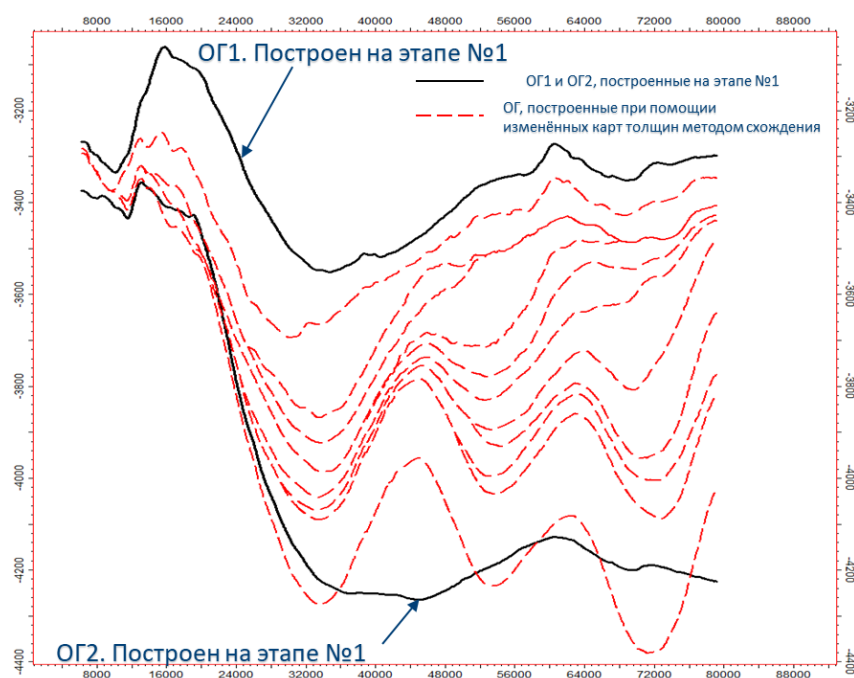


Рис. 6. Схематичный разрез отражающих горизонтов по результатам вариации структурного плана ачимовских пластов (красным) независимо от кровли и подошвы целевого интервала (черным)

Fig. 6. Schematic section by the result of structural framework variation of the Achimov layers (red) regardless of the top and bottom of the target interval (black)

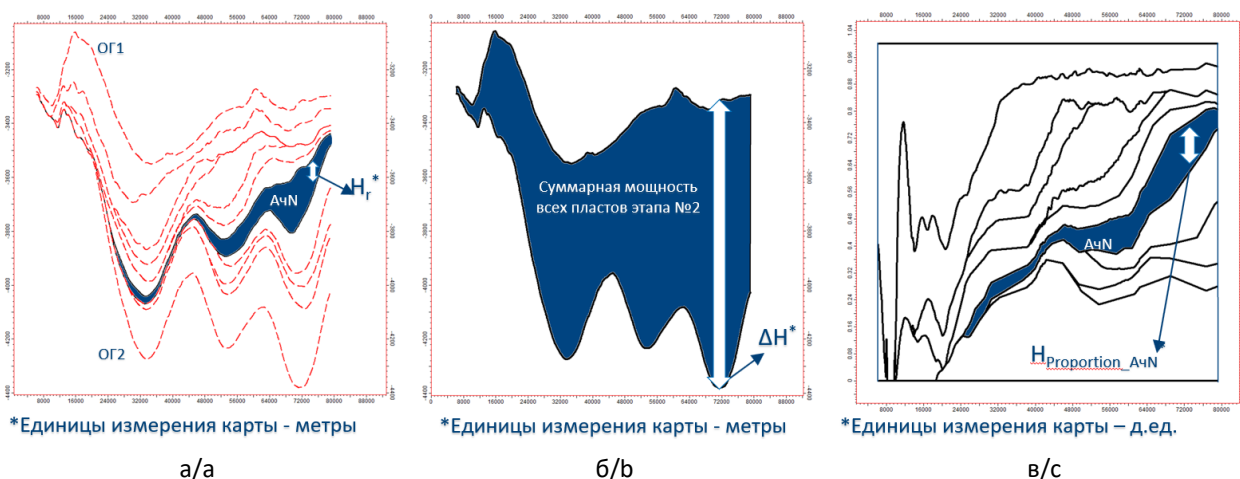


Рис. 7. Схематичная визуализация построения карт пропорций мощности:
а – мощность ачимовского пласта в заданной точке карты;
б – общая мощность целевого интервала в заданной точке;
в – доля мощности ачимовского пласта в пределах целевого интервала

Fig. 7. Schematic representation of proportion map construction:
а – Achimov layer thickness in selected point within the map;
б – gross thickness of the target interval in selected point;
с – Achimov layer thickness proportion within the target interval

Результаты

На последнем этапе полученные карты пропорций применяются для построения финальных карт общих толщин. Путем перемножения карт пропорций на мощность интервала ОГ1–ОГ2 ($\Delta H'$), полученного на этапе № 1, получаем финальные карты общих толщин по каждому пласту.

Важно отметить, что $\Delta H' \neq \Delta H$, так как первый параметр определяется путем вычитания отметки кровли ОГ2 из отметки кровли ОГ1 после вариации структурного каркаса на первом этапе, в то время как второй параметр рассчитывается путем сложения карт толщин всех пластов в конкретной реализации и является промежуточной картой для получения карт пропорций.

Последовательно методом схождения, начиная от кровли ОГ1, построенной на первом этапе, получаем карты кровли всех пластов:

$$H_{r+1} = H_r + H_r(H_{Proportion})_r, \quad (8)$$

где H_{r+1} – структурная карта нижележащего горизонта;

H_r – структурная карта вышележащего горизонта, при $r = 1$ соответствует структурной карте кровли ОГ1 после вариации на первом этапе.

Финальные карты общих толщин, благодаря использованию пропорции от общей мощности, складываются в общий структурный каркас, полученный на первом этапе.

На рис. 8 показаны примеры финальных карт общих толщин по разным пластам целевого интервала.

Анализируя полученные карты, также стоит сказать, что использование карт пропорций позволило избежать геологически нереалистичных «схлопываний» мощностей и отрицательных значений толщин.

Использование полученных карт на дальнейших этапах вероятностной оценки ресурсной базы

Полученные карты были взяты за основу на дальнейших этапах картирования. В работе [10] детально описан принцип вариации эффективного и продуктивного объема с учетом геологических рисков.

Карты эффективных толщин (рис. 9в) получались путем умножения результирующей карты общих толщин (рис. 9а), на карту коэффициента песчанистости (NTG), см. рис.9б, которая, в свою очередь, строилась с использованием мягкого тренда по данным сейсморазведки и с заданием диапазонов значений по ближайшим аналогам (рис. 10). На рис. 10а приведена карта, построенная методом последовательного гауссовского моделирования (SGS) на основе параметров вариограмм (азимутов и рангов), заданных по диапазону геометрических параметров тел и диапазонов значений NTG на ближайших аналогах [8, 10]. Карта тренда (см. рис. 10б) представляет собой нормированную карту плотности каналов, сложенную с картой прогнозных эффективных толщин, полученных путем использования регрессии (collocated co-kriging с коэффициентом детерминации $R^2 = 0,75 \div 0,9$) с общими толщинами по данным соседнего более изученного участка.

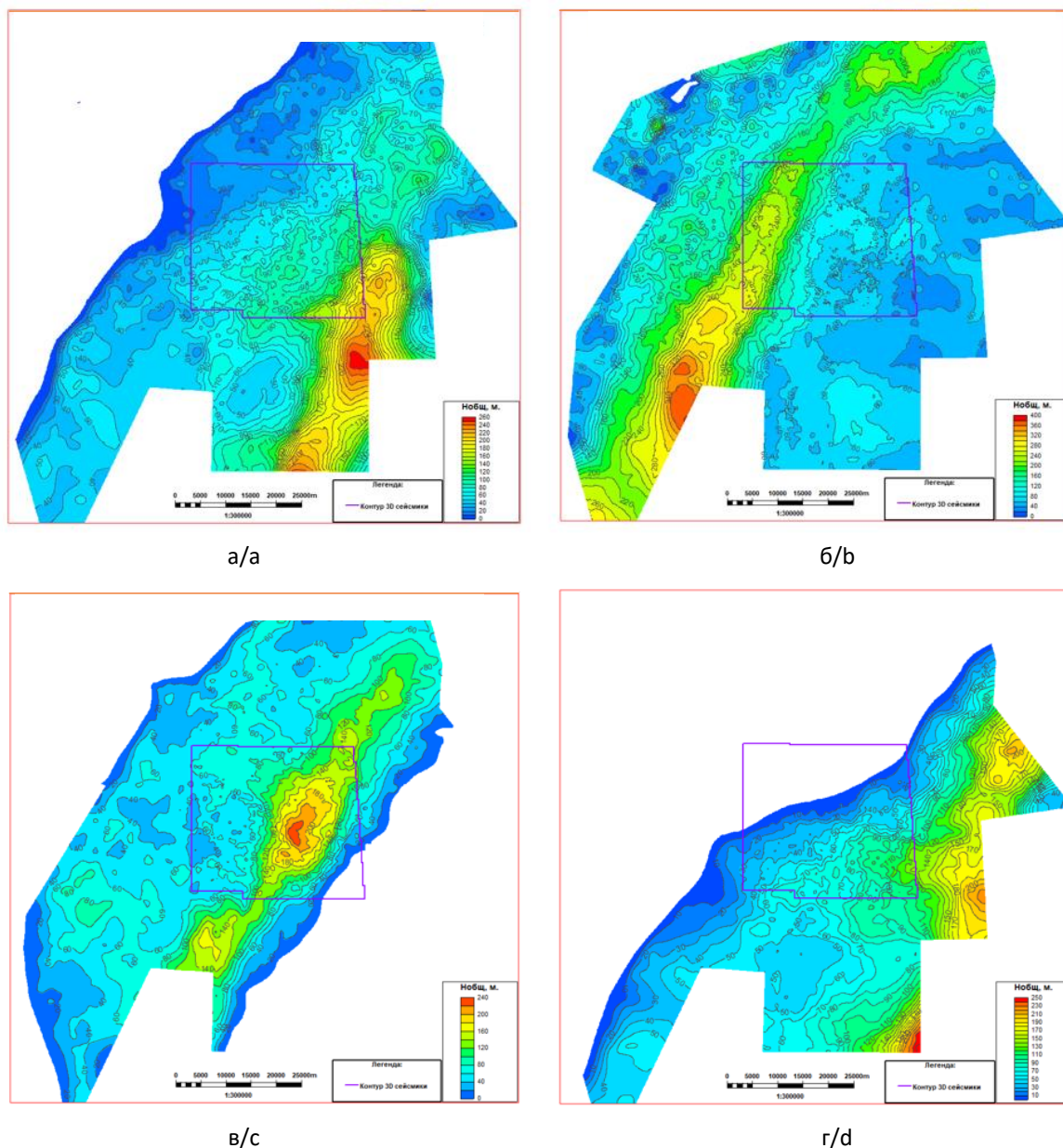


Рис. 8. Примеры карт общих толщин после проведенных вариаций с использованием карт долей на примере одной из реализаций:
а – пласт Ач-1; б – пласт Ач-2; в – пласт Ач-3; г – пласт Ач-4

Fig. 8. Examples of total thickness maps after variations using thickness proportion maps using the example of a particular realization:
а – Ach-1 layer; б – Ach-2 layer; в – Ach-3 layer; г – Ach-4 layer

Исходя из результатов, показанных на рис. 9 и 10, видно, что выбранный подход к построению карт общих толщин позволил получить геологически реалистичные карты эффективных толщин, которые, в свою очередь, легли в основу картирования продуктивного объема. Данный факт

заключается в дифференциации толщин в различных фациальных зонах, в частности, постепенного уменьшения значений дистальной (отдаленной – *прим. ред.*) части и появления положительных экстремумов, отмеченных в районах распространения распределительных каналов конусов выноса.

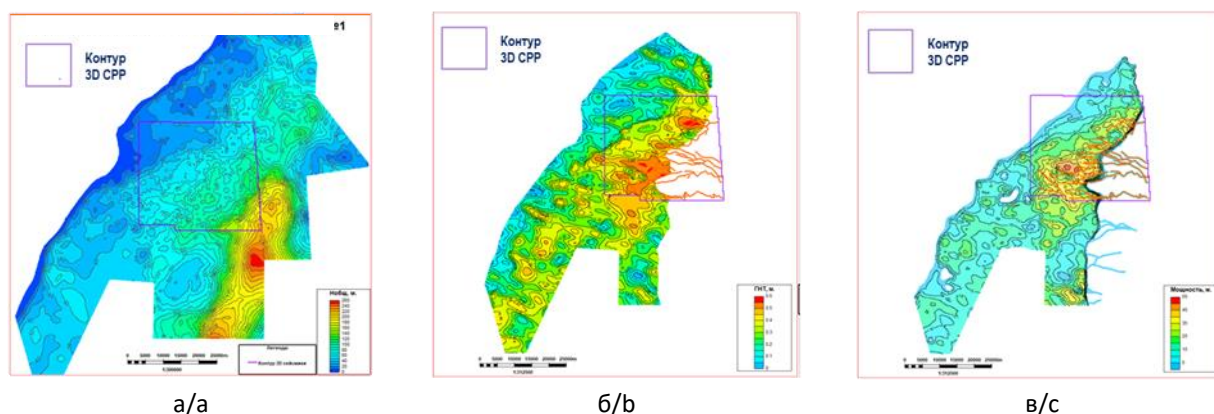


Рис. 9. Построение карт эффективных толщин:
а – карта общих толщин;
б – карта коэффициента песчаности (NTG);
в – карта эффективных толщин $H_{эфф}$;

Fig. 9. Effective thickness map construction:
а – gross thickness map;
б – net-to-gross (NTG) map;
с – effective thickness (H_{eff}) map

Источник/Source: [10]

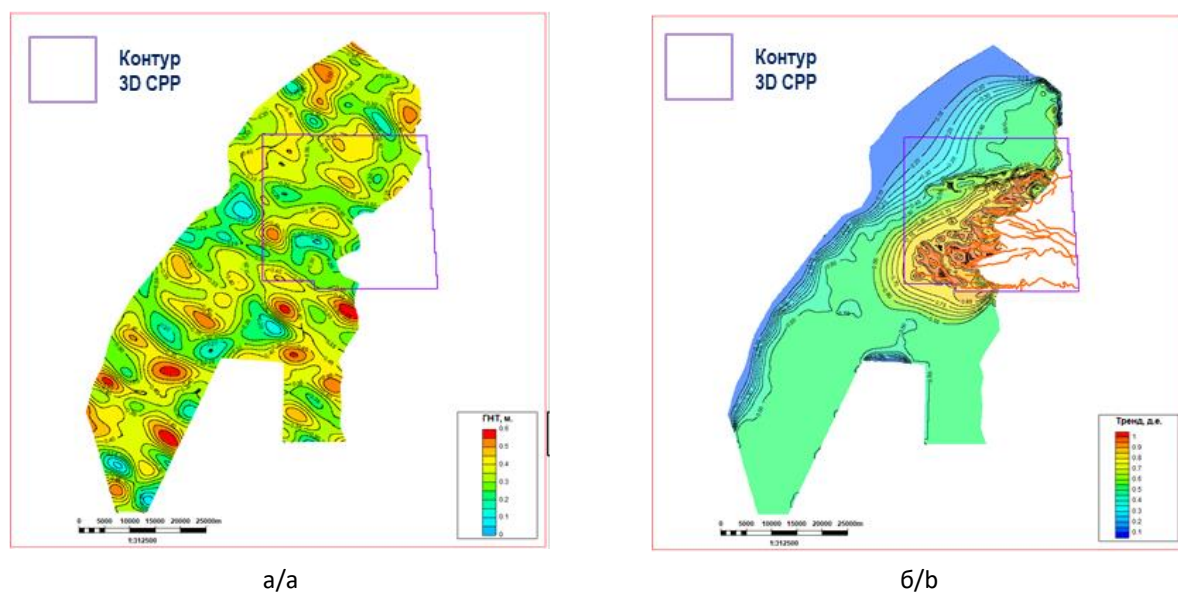


Рис. 10. Используемые карты для получения карты NTG:
а – «случайная» карта, построенная методом SGS
с опорой на значения NTG по ближайшим аналогам;
б – карта «мягкого» тренда

Fig. 10. Maps used for NTG mapping:
а – “random” map constructed by SGS method
with usage of NTG ranges based on the closest analogues;
б – “soft” trend map

Источник/Source: [10]

Выводы

Разработанный подход к вариации общих толщин позволил адекватно оценить неопределенности структурных построений, избежав нереалистичных разлетов мощностей в областях выклинивания, а также различных артефактов, связанных с разносторонними вариациями структурных карт в определенных узлах карт. Благодаря использованию карт пропорций мощности, структурные карты ачимовских пластов выстраиваются в единый структурный каркас.

Дополнительно стоит отметить, что дифференциация ошибок структурных построений при разделении на фациальные

зоны дополнительно позволила учесть неопределенности корреляции ачимовских отложений, в частности, возможные сценарии в областях с наибольшими толщинами (склон, проксимальная часть), а также более грамотно и плавно оконтурить область выклинивания.

Карты общих толщин, полученные при использовании описанной методики вариации структурного каркаса, легли в основу дальнейших этапов картопостроения не только как множитель для получения карт эффективных толщин, но и в качестве вспомогательной карты при получении тренда для распространения NTG в пределах анализируемого участка.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Gong W., Zhao C., Juang C.H. et al. Coupled characterization of stratigraphic and geophysical uncertainties – A conditional random field approach // *Engineering Geology*. 2021. Vol. 294. P. 106348. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106348>
2. Zhao C., Gong W., Li T. et al. Probabilistic characterization of subsurface stratigraphic configuration with modified random field approach // *Engineering Geology*. 2021. Vol. 288. P. 106138. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106138>
3. Белозеров Б.В., Буторин А.В., Герасименко П.Н. и др. Практические советы по 3D-геологическому моделированию. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 424 с.
4. Морозов В.Ю., Важенина О.А., Кулагина С.Ф. и др. Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири // *Геология нефти и газа*. 2023. № 4. С. 104–119. <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2023-4-104-119>
5. Zaboieva A., Zverev K., Generalenko O. et al. The influence of macro-heterogeneity of the Achimov formation on the forecast of well technological indicators [Влияние макронеоднородности ачимовских отложений на прогноз технологических показателей работы скважин] // Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge into Resources: 9th International Geological and Geophysical Conference, St. Petersburg, Russia, 16–19 November 2020. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053169>

6. Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева Н.Г. и др. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2018. № 2(8). С. 16–21. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21>
7. Reading H.G., Richards M. Turbidite system in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system // AAPG Bulletin. 1994. Vol. 78, No. 5. P. 792–822. <https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D>
8. Мусин К.А., Белкина В.А. Применение вероятно-статистического подхода для оценки запасов и ресурсов в условиях неопределенности // Научная территория: технологии и инновации: Материалы Международной научно-практической конференции. Т. 1. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. С. 40–45.
9. Rasmussen E.S., Vangkilde-Pedersen T., Scharling P. Prediction of reservoir sand in Miocene deltaic deposits in Denmark based on high-resolution seismic data // Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin. 2007. Vol. 13. P. 17–20. <https://doi.org/10.34194/geusb.v13.4966>
10. Алехин И.И., Переплеткин И.А., Викторова Е.М. и др. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. М.: ИПНГ РАН, 2023. С. 99–102.

Информация об авторах

Илья Игоревич Алехин – руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-4411-7087>; e-mail: Alekhinilya@gmail.com

Иван Алексеевич Переплеткин – главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; инженер, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия; SPIN-код: 1246-0648, <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660>; e-mail: ivan_perepletkin@mail.ru

Анастасия Сергеевна Мещерякова – главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; инженер, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия; <https://orcid.org/0009-0006-1886-1142>; e-mail: amesh@inbox.ru

Поступила в редакцию 13.05.2024

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

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art2>

A method for structural framework variation of a multilayer field associated with complicated geology

I.I. Alekhin¹✉, I.A. Perepletkin^{1,2}, A.S. Meshcheryakova^{1,2}

1 – Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia

2 – Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Abstract. *Background.* During the probabilistic resource base estimation, the largest uncertainties are associated with the wide range of the gross rock volume. In the course of the formation area work, the resulting maps of gross thickness are constructed incorrectly. *Objective.* To take into account facies zoning when varying the structural framework if working with the Achimov strata of a multilayer field. *Materials and methods.* The applied approach implies accounting of the errors in structural constructions in proportion to the power depending on facies zones. The authors proposed an additional stage of mapping using proportion maps to avoid obtaining geologically unrealistic local power anomalies. *Results.* A set of modified maps of the total thickness of clinocyclites was obtained, reflecting the key features of the geological structure of the modeling object, particularly facies differentiation and related lateral heterogeneity. *Conclusions.* The chosen approach to constructing maps of gross thickness allowed to obtain geologically realistic maps of effective thickness, which, in turn, formed the basis for mapping of productive volume.

Keywords: Achimov strata, gross thickness maps, proportion maps, multivariant calculation, multilayer field, structural framework, facies zones, workflow

Funding: the work received no funding.

For citation: Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.S. A method for structural framework variation of a multilayer field associated with complicated geology. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 2. P. 122–140. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art2>

✉ Ilya I. Alekhin, e-mail: Alekhinilya@gmail.com

© Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.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. Gong W., Zhao C., Juang C.H. et al. Coupled characterization of stratigraphic and geo-properties uncertainties – A conditional random field approach. *Engineering Geology*. 2021. Vol. 294. P. 106348. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106348>
2. Zhao C., Gong W., Li T. et al. Probabilistic characterization of subsurface stratigraphic configuration with modified random field approach. *Engineering Geology*. 2021. Vol. 288. P. 106138. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106138>
3. Belozarov B.V., Butorin A.V., Gerasimenko P.N. et al. *Practical Advice on 3D Geological Modeling*. 2nd ed., rev. and enl. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2018. 424 p. (In Russ.).
4. Morozov V.Yu., Vazhenina O.A., Kulagina S.F. et al. Studies of “remaining” hydrocarbon potential of Western Siberia: general trends and methodology. *Geologiya nefi i gaza*. 2023. No. 4. P. 104–119. (In Russ.). <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2023-4-104-119>
5. Zaboeva A., Zverev K., Generalenko O. et al. The influence of macro-heterogeneity of the Achimov formation on the forecast of well technological indicator. In: *Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge to Resources: 9th International Geological and Geophysical Conference*, St. Petersburg, Russia, 16–19 November 2020. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053169>
6. Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva N.G. et al. Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying. *PROneft. Professionally about Oil*. 2018. No. 2(8). P. 16–21. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21>
7. Reading H.G., Richards M. Turbidite system in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. *AAPG Bulletin*. 1994. Vol. 78, No. 5. P. 792–822. <https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D>
8. Musin K.A., Belkina V.A. Use of statistical approach in reservoir evaluation & management in zones associated with high degree of uncertainties. In: *Scientific Territory: Technology and Innovations: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference*. Vol. 1. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2022. P. 40–45. (In Russ.).
9. Rasmussen E.S., Vangkilde-Pedersen T., Scharling P. Prediction of reservoir sand in Miocene deltaic deposits in Denmark based on high-resolution seismic data. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*. 2007. Vol. 13. P. 17–20. <https://doi.org/10.34194/geusb.v13.4966>
10. Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Viktorova E.M. et al. Integrated technical approach development for reserves probabilistic assessment accounting geological risks for Achimov deposits with low exploration maturity. In: *Actual Problems of Oil and Gas: Proceedings of the 6th Russian Youth Scientific Conference*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2023. P. 99–102. (In Russ.).

Information about the authors

Ilya I. Alekhin – Head of Direction, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-4411-7087>; e-mail: Alekhinilya@gmail.com

Ivan A. Perepletkin – Chief Specialist, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia; Engineer, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660>; e-mail: ivan_perepletkin@mail.ru

Anastasia S. Meshcheryakova – Chief Specialist, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia; Engineer, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-1886-1142>; e-mail: amesh@inbox.ru

Received 13.05.2024

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8.011

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art3>

Особенности лабораторного изучения керн слабосцементированных пород-коллекторов

Н.А. Попов ✉, М.С. Сергеев, Д.В. Мазеин, А.А. Чугаева, А.С. Братилов, Е.А. Войняк

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

Аннотация. *Актуальность.* В настоящее время существует проблема по исследованию интервалов, представленных слабосцементированным керном, хотя такие породы могут являться основными коллекторами. Отсутствие достоверной петрофизической информации ведет к занижению основных параметров фильтрационно-емкостных свойств, что в дальнейшем может привести к неверной оценке запасов углеводородов. Актуальность работы обусловлена отсутствием единых нормативно-методических подходов к проведению исследований слабосцементированного кернового материала. *Цель работы.* Разработка собственного методологического подхода путем подбора технологий и методик, позволяющего провести первичную подготовку, отбор образцов, профильные измерения и петрофизические исследования слабосцементированного керн. *Материалы и методы.* В работе использовался слабосцементированный керн с месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, исследования проводились согласно требованиям, указанным в методиках по проведению лабораторных исследований с использованием необходимых расходных материалов. Рассмотренные в статье способы охватывают временной интервал с начала 2000-х гг. *Результаты.* При выполнении работы рассмотрены стандартные методики исследования керн и оценена возможность их применения к образцам слабосцементированной породы, а также выявлены особенности подготовки образцов и проведения исследований на слабосцементированном керне. *Выводы.* Разработан методологический подход, позволяющий проводить первичную подготовку, отбор образцов, профильные измерения и петрофизические исследования слабосцементированного керн.

Ключевые слова: слабосцементированный керн, порода-коллектор, первичная подготовка образцов, отбор образцов, профильные измерения, фильтрационно-емкостные свойства, петрофизические исследования

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Попов Н.А., Сергеев М.С., Мазеин Д.В., Чугаева А.А., Братилов А.С., Войняк Е.А. Особенности лабораторного изучения керн слабосцементированных пород-коллекторов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 141–154. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art3>

✉ Попов Никита Андреевич, e-mail: nikita.popov@pnn.lukoil.com

© Попов Н.А., Сергеев М.С., Мазеин Д.В., Чугаева А.А., Братилов А.С., Войняк Е.А., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Комплексные лабораторные исследования керна слабосцементированных коллекторов, как правило, не могут быть проведены с использованием существующих стандартных методик в связи с механическими особенностями этих горных пород. Примерами подобных коллекторов являются слабосцементированные песчано-алевритовые породы. Как правило, такие породы относятся к III-IV категориям буримости с возможным выносом керна менее 60%, что значительно осложняет достоверную интерпретацию первичных геологических данных.

При подготовке проб для определения коллекторских свойств применялся ГОСТ 26450.0-85 «Горные породы. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств» – цилиндрические образцы изготавливают из куска керна путем его выбуривания, торцевания и шлифовки торцов. При использовании традиционного подхода цилиндрические образцы из слабосцементированного керна редко удается получить из-за разрушения горной породы в процессе пробоподготовки (выбуривание, торцевание со стандартными смазочно-охлаждающими жидкостями).

При работе со слабосцементированным керном особое внимание необходимо уделять технологиям подготовительных работ (профильным исследованиям, пробоподготовке) и подбору методик петрофизических исследований. Известен способ подготовки образца из слабосцементированного керна путем предварительного замораживания куска керна в жидком азоте для выбуривания и торцевания. Образцы керна после их изготовления усаживают в специальную

термоусадочную трубку с обязательным закрытием торцевых частей образца металлическими сетками для проведения петрофизических исследований. Необходимым условием для получения достоверных результатов является сохранение кондиционных образцов слабосцементированного керна при подготовке и проведении всего комплекса исследований на образцах.

Целью данной работы является разработка собственного методологического подхода путем подбора технологий и методик, позволяющего провести первичную подготовку, отбор образцов, профильные измерения и петрофизические исследования слабосцементированного керна.

Рассмотренные в статье способы охватывают временной интервал с начала 2000-х гг.

Материалы и методы

Отбор керна. В случае отбора керна из слабосцементированных интервалов рекомендуется уделить особое внимание сохранению керна при работах на скважине (отбор, подъем, проведение исследований на скважине, а также подготовка и транспортировка керна в лабораторию).

Основные моменты, на которые необходимо обратить внимание при отборе керна и подготовке его к отправке в лабораторию:

1. Использование специальных долот для отбора керна (подбор долот производится заранее, с учетом геологической характеристики района и свойств горных пород) согласно РД 39-0147716-505-85 «Порядок отбора, привязки, хранения, движения, комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин».

2. При выбуривании керна на скважине необходимо соблюдать режим давления раствора в соответствии с геолого-техническим нарядом (ГТН) и рекомендациями и осуществлять бурение с оптимальной нагрузкой инструмента для исключения разрушения породы в процессе бурения.

3. Соблюдение скоростного режима подъема керна в скважине для дегазации и выравнивания разницы температур между пластовыми и атмосферными условиями.

4. Применение специализированного инструмента при спуске керна со стола ротора на приемные мостки для исключения прогиба и ударов керноприемной трубы.

5. Качественная маркировка керноприемной трубы с нанесением ориентационных линий, линий распиловки керна на метровые отрезки и номера тубуса перед сегментированием трубы.

6. Желательно проведение первичной увязки керна к данным геофизических исследований скважин (ГИС) на скважине с использованием мобильного гамма-регистратора.

7. Сегментирование керноприемной трубы с керном производить при помощи отрезной пилы с диском большого диаметра, позволяющей осуществить распил в один прием.

8. Стабилизация керна в тубусах на скважине (замораживанием, заполнением пространства между тубусом и керном смолой, гипсом, монтажной пеной, буровым раствором) при условии возможностей лаборатории работать с керном без выкладки из труб (томография, гамма-сканирование, отбор образцов, продольная распиловка вместе с трубой). Для рыхлых и слабосцементированных пород стабилизация (в том числе замораживанием) в настоящее

время едва ли не единственный способ обеспечить целостность породы во время транспортировки и подготовки керна к лабораторным исследованиям [1].

9. В отсутствие стабилизации проводить заливку бурового раствора или изолирующего агента в керноприемную трубу-контейнер.

10. Рекомендуется добавлять в буровой раствор перед отбором керна флуоресцентный индикатор. Индикатор позволит более точно оценить глубину проникновения бурового раствора в керн и в дальнейшем производить отбор лабораторных образцов из незатронутой части керна.

11. Использование амортизирующих систем в контейнерах для транспортировки керна (уменьшение вибраций и смещения керна в трубах).

12. Контроль условий хранения керна на скважине и доставки керна в лабораторию. Очень важно избегать температурных перепадов с момента поднятия керна на поверхность до поступления в лабораторию для предотвращения разрушения горной породы (образования микротрещин и изменения водонасыщенности). Необходимо исключить циклы разморозки и заморозки керна, а если отбор и транспортировка производятся в холодное время года (температура ниже нуля градусов), то не допускать размораживания до поступления в лабораторию.

Подготовка керна к исследованиям в лаборатории. Рекомендованный порядок первичной подготовки керна и профильных исследований для слабосцементированных пород отличается от традиционного подхода. На рис. 1 показаны основные различия в составе и порядке операций для консолидированного и слабосцементированного керна.

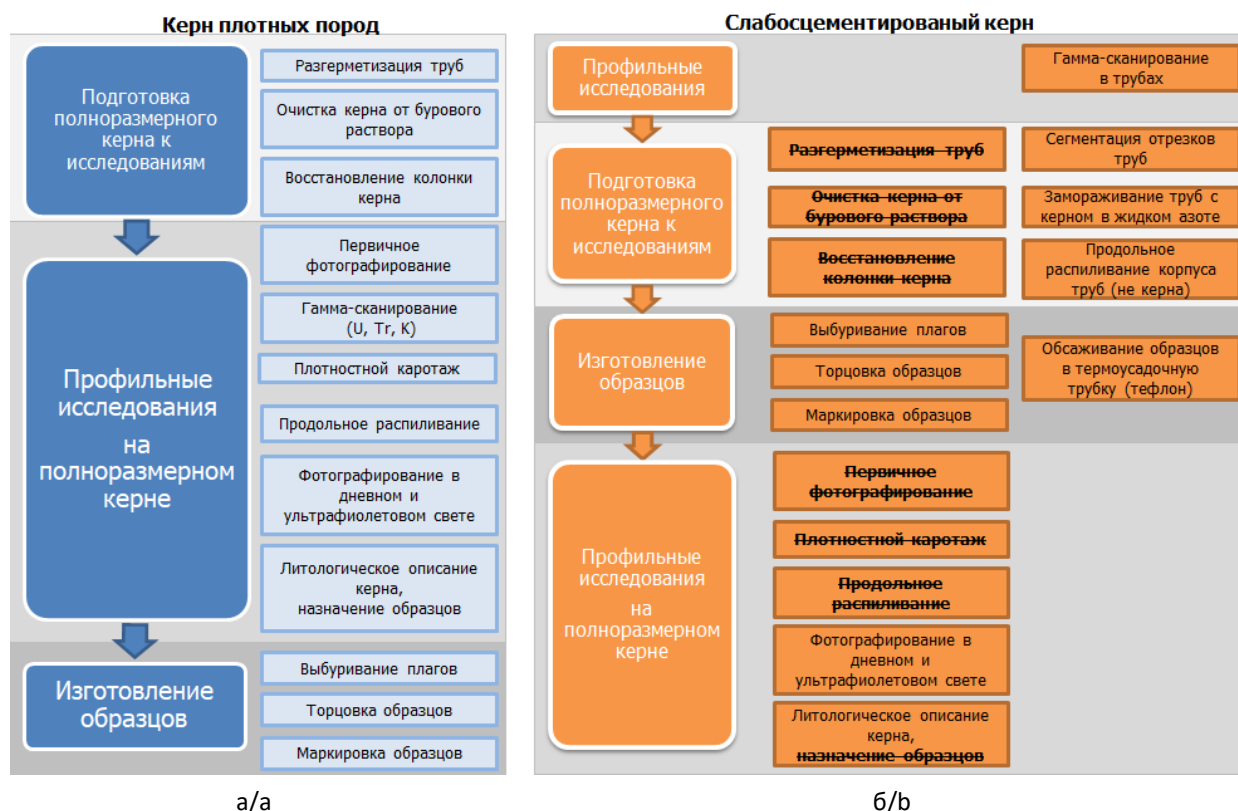


Рис. 1. Схемы подготовки керна, проведения профильных исследований и отбора образцов: а – для консолидированного керна; б – для слабосцементированного керна

Fig. 1. Schemes of core preparation, profile studies and sampling: a – for consolidated core; b – for weakly cemented core

При заморозке керна на первый план выходит задача качественного отбора и сохранения петрофизических характеристик для стандартного и специального комплекса исследований. Все работы проводятся в минимально возможные сроки и с использованием небольших партий керна от 1 до 3 метров. Важную роль играет предварительное планирование работ по пробоподготовке и профильным исследованиям.

Полный и подробный обзор рекомендаций по отбору, транспортировке и пробоподготовке слабосцементированного керна содержится в работе [1] и Международном стандарте API RP 40-1998 “Recommended Practices for Core Analysis” («Рекомендуемые методы анализа керна»).

Из практики современных лабораторий для слабосцементированного керна в первую

очередь рекомендуется проводить томографию полноразмерного керна (при наличии возможностей лаборатории) и гамма-каротаж. Томография полноразмерного керна позволяет получить трехмерные модели с разрешающей способностью 50–200 мкм. Объемная модель керна дает виртуальное изображение всей поверхности колонки керна и позволяет спрогнозировать линию распила колонки и места отбора образцов на исследования в тех случаях, когда керн не рекомендуется извлекать из труб.

Гамма-сканирование проводится в трубах, без выемки керна. В деятельности лаборатории авторов работы метод успешно применяется, поскольку материал труб (алюминий) не вносит существенного вклада в измеряемую общую радиоактивность.

Продольное распиливание при использовании замораживания керна осуществляется следующим образом: распил корпуса трубы на две части для вскрытия контейнера, при этом керн не подвергается распиловке. В этом случае необходимо стремиться сократить время работ по пробоподготовке и изготовлению

образцов во избежание разморозки керна, которое может привести к его разрушению. Перед сегментированием трубы необходимо нанести линии распила (вдоль которых производится распил корпуса трубы) и линии ориентации на трубу, чтобы исключить вероятность потери ориентации фрагмента керна в дальнейшем (рис. 2).



a/a



б/б

Рис. 2. Фрагмент замороженного керна до (а) и после (б) распиливания

Fig. 2. Frozen core fragment before (a) and after (b) sawing

Изготовление образцов. После распила корпуса трубы удаляют верхнюю часть корпуса трубы и назначают места отбора образцов. Нижняя часть трубы используется в качестве подложки для предотвращения механических повреждений. Выбуривание заготовки (плага) производят с подачей жидкого азота в зону резки для предотвращения нагрева породы и охлаждения инструмента. При необходимости после выбуривания заготовку дополнительно охлаждают перед торцеванием и упаковкой образца в защитную оболочку.

После деления плага стандартный образец 30×30 мм шлифуют,

взвешивают и обсаживают с закреплением торцов. В качестве оболочки используют термоусаживаемую трубку, с торцов устанавливают мелкоячеистую сетку и пластины с отверстиями, согласно ОСТ 39-161-83 «Метод лабораторного определения абсолютной проницаемости коллекторов нефти и газа и вмещающих пород». Таким образом, обеспечивается сохранение правильной геометрической формы образца и его доступность для проведения большей части стандартных исследований.

В ходе экспериментальных работ по изготовлению образцов из замороженного керна были сделаны выводы о применимости данной методики к разным типам пород.

Методика вполне подходит для слабосцементированных песчаников и алевролитов с небольшой глинистой составляющей, заморозка позволяет изготовить образцы, пригодные для лабораторных испытаний. Для глинистых (каолинитовых) пород методика не пригодна, образцы разрушаются еще на этапе замораживания полноразмерного керна.

Важным шагом оказался подбор различных вариантов термоусадочной трубки и торцевых пластин (пластины, сетки).

Необходимым условием для сохранения формы образцов слабосцементированного керна является устойчивость термоусадочной пленки к воздействию различного рода растворителей. Были подобраны несколько вариантов термоусадочных трубок различных производителей и поставлен эксперимент по влиянию экстракции в органических растворителях на состояние образцов. Наиболее устойчивой оказалась тонкостенная тефлоновая трубка из PTFE (политетрафторэтилена), см. рис. 3–5.



Рис. 3. Образцы в термоусадочной пленке до воздействия растворителя

Fig. 3. Shrink-wrapped samples before exposure to solvent



Рис. 4. Образцы в термоусадочной пленке после воздействия растворителя

Fig. 4. Shrink-wrapped samples after exposure to solvent



Рис. 5. Образец в термоусадочной трубке из PTFE

Fig. 5. Sample in PTFE shrink tubing

Перед упаковкой образца все материалы и остатки термоусаживаемой трубки после обрезки излишков взвешивались на аналитических весах. Результаты использовались в дальнейших расчетах при определении пористости методом жидкостенасыщения.

Профильные исследования керна.

После отбора образцов оставшийся керновый материал фотографируют в дневном и ультрафиолетовом свете, производят литологическое описание и отбор образцов без требований к определенной форме.

Методика изготовления петрографических шлифов из рыхлых пород также отличается от стандартного подхода. Заготовки на начальном этапе предварительно пропитывают окрашенной смолой для заполнения пор и трещин, а также укрепления материала образца. Перед экстрагированием образцы упаковывают в фильтровальную бумагу.

Экстракция образцов. В соответствии с ГОСТ 26450.0-85 для определения коллекторских свойств горных пород образцы, содержащие углеводороды, должны быть очищены от них путем экстрагирования [2]. Экстрагирование образцов выполнялось в аппаратах Сокслета. В качестве растворителя использовалась спирто-бензольная смесь в соотношении 1:2, согласно указанному ГОСТу.

После экстракции высушивание до постоянной массы слабосцементированных образцов проводилось в термощкафу при температуре 70 ± 2 °С, рекомендуемой для глинистых пород по ГОСТ 26450.0-85. Контроль процесса сушки осуществлялся путем взвешивания образцов.

Определение основных фильтрационно-емкостных свойств. На экстрагированных и высушенных образцах был определен коэффициент абсолютной газопроницаемости согласно ГОСТ 26450.2-85 «Горные породы. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации». В отличие от стандартной методики при измерении коэффициента абсолютной газопроницаемости образцов из слабосцементированных пород возникает необходимость учета размера упаковки образца (геометрические размеры образца снимаются на этапе его упаковки) для соблюдения указанного ГОСТа и при контроле давления обжима образца [3].

Предварительно коэффициент абсолютной газопроницаемости был определен на небольшой коллекции образцов с использованием двух приборов:

- прибора «Дарсиметр»;
- анализатора «ПИК-ПП».

Высокое давление обжима образца до 34 атм на анализаторе «ПИК-ПП» приводит к разрушению рыхлых образцов горных пород, поэтому проведение измерений на нем возможно только на наиболее плотных образцах. Дальнейшие измерения по определению коэффициента абсолютной газопроницаемости проводились методом стационарной фильтрации на приборе «Дарсиметр», давление бокового обжима которого составляет 10–12 атм и не разрушает образцы из слабосцементированных пород.

Коэффициент открытой пористости на образцах слабосцементированного керна был определен двумя методами:

– газоволюметрическим методом на анализаторе «ПИК-ПП». Сущность метода заключается в определении объема твердой фазы образца по закону Бойля (при постоянной температуре произведение давления на объем газа пропорционально количеству (массе) газа, занимающего этот объем) и его внешнего объема, рассчитанного методом замера геометрических размеров образца (длина, диаметр). Пустотный объем определяется / как разность между внешним объемом образца и объемом твердой фазы. В отличие от стандартной методики при расчете коэффициента открытой пористости дополнительно необходимо учитывать размеры упаковки образца. Высокое давление обжима образца может привести к разрушению образца слабосцементированной горной породы и получению недостоверных результатов, поэтому газоволюметрический метод использовался только на наиболее плотных образцах;

– методом Преображенского (жидкостенасыщения) согласно ГОСТ 26450.1-85 «Горные породы. Методы определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением». Сущность метода заключается в определении объема пустотного пространства образца (по разности масс сухого и насыщенного жидкостью образца), его внешнего объема (по разности масс насыщенного жидкостью образца в воздухе и в насыщающей жидкости) и вычислении коэффициента пористости путем деления первого объема на второй. В отличие от стандартной методики дополнительно необходимо

учитывать объем упаковки образца при расчетах коэффициента открытой пористости. Для этого перед запаковкой образцов определялся вес упаковки (отдельно дисков, сеток, пленки, ленты ФУМ – из фторопластового уплотнительного материала), а также ее гидростатический вес (вес в рабочей жидкости), измерялась плотность рабочей жидкости (рис. 6).

На основе полученных данных был рассчитан и учтен в расчетах объем упаковки каждого образца следующим образом:

$$K_n = \frac{V_n}{V_{обр}} \cdot 100, \quad (1)$$

$$V_n = \frac{m_2 - m_1}{\delta_{ж}}, \quad (2)$$

$$V_{обр} = \frac{m_2 - m_3}{\delta_{ж}} - V_d - V_c - V_{пл} - V_f, \quad (3)$$

$$V_{yn} = V_d + V_c + V_{пл} + V_f, \quad (4)$$

$$V_{yn} = \frac{m_c - m_z}{\delta_{ж}}, \quad (5)$$

где K_n – открытая пористость;

m_1 – масса сухого образца в упаковке, г;

m_2 – масса насыщенного образца в упаковке в воздухе, г;

m_3 – масса насыщенного образца в упаковке в насыщающей жидкости, г;

m_c – вес упаковки образцов, г;

m_z – гидростатический вес упаковки образцов, г;

V_n – объем пор образца, см³;

$V_{обр}$ – внешний объем образца, см³;

$V_d, V_c, V_{пл}, V_f$ – объемы дисков, сеток, пленки, ленты ФУМ, см³;

$\delta_{ж}$ – плотность насыщающей жидкости, г/см³.



Рис. 6. Последовательность действий при определении коэффициента открытой пористости методом жидкостенасыщения на образцах слабосцементированного керна

Fig. 6. Sequence of operations for determining the open porosity coefficient by liquid-saturation method on samples of weakly cemented cores

Предварительно, на небольшой коллекции образцов, в качестве насыщающей жидкости были использованы:

- модель пластовой воды (раствор натрия хлористого);
- керосин.

Выявлено, что использование в качестве насыщающей жидкости модели пластовой воды приводит к разбуханию, увеличению объема образцов слабосцементированных пород, содержащих глинистые прослойки, а следовательно, к большим погрешностям в определении коэффициента открытой пористости. В случае использования керосина деформирования образцов не наблюдалось, поэтому в дальнейших измерениях коэффициента открытой пористости в качестве насыщающей жидкости использовался керосин. Следует отметить, что определение пористости «по керосину» осложняет технологию исследований слабо-

сцементированного керна, так как требуется дополнительная экстракция и насыщение водой для дальнейших исследований.

Таким образом, наиболее предпочтительным методом для определения коэффициента открытой пористости на образцах слабосцементированной породы является метод жидкостенасыщения керосином с учетом объема упаковки образцов в расчетах.

Необходимо отметить, что одной из главных задач для петрофизического обеспечения информацией потребителя является высокое качество и количество керна, отбираемого при бурении скважины [4, 5]. Способы отбора, доставки и выбор методов проведения дальнейших лабораторных исследований должны быть направлены на сохранение первоначальных физических и коллекторских свойств образца для получения наиболее достоверных результатов [6–10].

Заключение

В результате исследований разработан методологический подход, позволяющий проводить первичную подготовку, отбор образцов, профильные измерения и петрофизические исследования слабоцементированного керна. При выполнении работы рассмотрены стандартные методики исследования керна и оценена возможность их применения к образцам слабоцементированной породы.

Выявлены особенности подготовки образцов и проведения исследований на слабоцементированном керне:

- технология замораживания керна применима к слабоцементированным породам (хороший результат был получен

на песчано-алевритовых породах), но неприемлема для глинистых (каолинитовых) пород в связи с растрескиванием породы;

- необходимым условием для сохранения кондиционных образцов слабоцементированного керна является устойчивость термоусадочной пленки к воздействию различного рода растворителей;

- при определении фильтрационно-емкостных свойств необходимо учитывать влияние упаковки образцов, а также контролировать давление бокового обжима, чтобы избежать разрушения образцов;

- рекомендуется использовать керосин в качестве насыщающей жидкости для пород, содержащих глинистые прослои.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Макфи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / Пер. с англ. И.Н. Иванова; под ред. М.А. Тугаровой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.
2. Москаленко Н.Ю. Повышение достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств и насыщенности коллекторов сеномана по комплексу керн-ГИС на основе усовершенствованной технологии исследования слабоцементированного керна: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 2022. 24 с.
3. Чухланцева Е.Р. Комплексирование методов литофациального и геолого-геофизического моделирования в целях геометризации верхнесеноманских залежей Мессояхской зоны нефтегазонакопления: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Томск, 2016. 22 с.
4. Гурбатова И.П., Мелехин С.В., Юрьев А.В. Особенности изучения петрофизических и упругих свойств керна в сложнопостроенных коллекторах нефти и газа при моделировании термобарических пластовых условий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. № 5. С. 67–72.
5. Алексин Г.А., Клещев А.А., Россихин Ю.А. Перспективы поисков нефти и газа на севере Тимано-Печорской провинции. М.: ВНИИОЭНГ, 1982. 44 с.
6. Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н. Изучение латеральной анизотропии в сложнопостроенных карбонатных коллекторах лабораторными методами // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 3. С. 28–36.

7. Гурбатова И.П., Глушков Д.В., Рехачев П.Н. и др. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами. Пермь: ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, 2017. 264 с.
8. Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Михайлов Н.Н., Кузьмичев А.Н. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья // Бурение и нефть. 2015. № 11. С. 6–9.
9. Белозеров И.П., Юрьев А.В. Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного керна // Молодая нефть: Сб. статей Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли. Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2014. С. 93–99.
10. Юрьев А. В., Шулев В.Е. Определение коэффициента вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. 2015. № 2. С. 28–34.

Информация об авторах

Никита Андреевич Попов – к.т.н., начальник управления, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; SPIN-код: 7416-2766, <https://orcid.org/0009-0005-7350-9785>; e-mail: nikita.popov@pnn.lukoil.com

Михаил Сергеевич Сергеев – начальник отдела, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; <https://orcid.org/0009-0004-5383-1817>; e-mail: mikhail.sergeev@pnn.lukoil.com

Денис Васильевич Мазеин – начальник отдела, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; <https://orcid.org/0009-0001-4869-9979>; e-mail: denis.mazein@pnn.lukoil.com

Анастасия Александровна Чугаева – главный специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; SPIN-код: 2611-5900, <https://orcid.org/0009-0006-7609-8261>; e-mail: anastasija.chugaeva@pnn.lukoil.com

Александр Сергеевич Братилов – инженер 2-й категории, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; <https://orcid.org/0009-0002-8180-9540>; e-mail: abratilov@inbox.ru

Елена Алексеевна Войняк – инженер 1-й категории, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; <https://orcid.org/0009-0002-9248-9028>; e-mail: elena.vojnyak@pnn.lukoil.com

Поступила в редакцию 20.12.2023

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

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art3>

Features of laboratory study of the core of weakly cemented reservoir rocks

N.A. Popov ✉, M.S. Sergeev, D.V. Mazein, A.A. Chugaeva, A.S. Bratilov, E.A. Voinyak

PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia

Abstract. *Background.* Currently, there is a problem of studying intervals represented by weakly cemented core, although such rocks can be the main reservoirs. Lack of reliable petrophysical information leads to underestimation of the main parameters of porosity and permeability, which in the future is likely to lead to incorrect estimation of hydrocarbon reserves. The relevance of the work is due to the lack of unified regulatory and methodological approaches to the research of weakly cemented core material. *Objective.* To develop our own methodological approach by selecting technologies and techniques, which allows to carry out primary preparation, sampling, profile measurements and petrophysical studies of weakly cemented core. *Materials and methods.* We used weakly cemented core from the Volga-Ural oil and gas province and conducted the research in accordance with the requirements specified in the guidelines for laboratory tests using necessary supplies. The methods considered in the article cover the time interval from the early 2000s. *Results.* In the course of the work, standard methods of core investigation were considered, and the possibility of their application to the samples of weakly cemented rock was evaluated. The peculiarities of sample preparation and research on weakly cemented core were also revealed. *Conclusions.* A methodological approach was developed that allows primary preparation, sampling, profile measurements and petrophysical studies of weakly cemented core.

Keywords: weakly cemented core, reservoir rock, primary sample preparation, sampling, profile measurements, porosity and permeability, petrophysical studies

Funding: the work received no funding.

For citation: Popov N.A., Sergeev M.S., Mazein D.V., Chugaeva A.A., Bratilov A.S., Voinyak E.A. Features of laboratory study of the core of weakly cemented reservoir rocks. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 2. P. 141–154. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art3>

✉ Nikita A. Popov, e-mail: nikita.popov@pnn.lukoil.com

© Popov N.A., Sergeev M.S., Mazein D.V., Chugaeva A.A., Bratilov A.S., Voinyak E.A., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. McPhee K., Reed J., Zubizaretta I. *Laboratory Core Testing: A Guide to Best Practices*. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
2. Moskalenko N.Yu. Increase of reliability of determination of porosity, permeability and saturation of Cenomanian reservoirs by complex KERN-GIS on the basis of improved technology of research of weakly cemented core. Cand. Sci. diss. abstr. Tyumen, 2022. 24 p. (In Russ.).
3. Chukhlantseva E.R. Complementation of lithofacial and geological-geophysical modeling methods for geometrization of the Upper Cenomanian deposits of the Messoyakha oil and gas accumulation zone. Cand. Sci. diss. abstr. Tomsk, 2016. 22 p. (In Russ.).
4. Gurbatova I.P., Melekhin S.V., Yurjev A.V. Research features of petrophysical and elastic core characteristics in oil and gas compound reservoirs under thermobaric in-place conditions. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2010. No. 5. P. 67–72. (In Russ.).
5. Aleksin G.A., Kleshchev A.A., Rossikhin Yu.A. *Prospects for Oil and Gas Exploration in the North of the Timan-Pechora Province*. Moscow: VNIOENG, 1982. 44 p. (In Russ.).
6. Gurbatova I.P., Mikhailov N.N. Examination of the lateral anisotropy in carbonate reservoirs with complex structure by laboratory methods. *Bulletin of the CDC Rosnedra*. 2010. No. 3. P. 28–36. (In Russ.).
7. Gurbatova I.P., Glushkov D.V., Rekhachev P.N. et al. *Features of Studying Carbonate Reservoir Rocks Using Laboratory Methods*. Perm: LUKOIL-Engineering, 2017. 264 p. (In Russ.).
8. Dmitriev N.M., Maksimov V.M., Mikhailov N.N., Kuzmichev A.N. Experimental study of filtration properties of hydrocarbons anisotropic fields. *Burenie i nef't'*. 2015. No. 11. P. 6–9. (In Russ.).
9. Belozarov I.P., Yuryev A.V. Determination of relative phase permeabilities on full-size core samples. In: *Youth Oil: Proceedings of the All-Russian Youth Scientific and Technical Conference of the Oil and Gas Industry*. Krasnoyarsk: Siberian Federal University, 2014. P. 93–99. (In Russ.).
10. Yur'ev A.V., Shulev V.E. Determination of water-oil displacement efficiency on the whole core samples. *Vestnik of Northern (Arctic) Federal University. Series: Natural Sciences*. 2015. No. 2. P. 28–34. (In Russ.).

Information about the authors

Nikita A. Popov – Cand. Sci. (Eng.), Head of Department, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-7350-9785>; e-mail: nikita.popov@pnn.lukoil.com

Mikhail S. Sergeev – Head of Department, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-5383-1817>; e-mail: mikhail.sergeev@pnn.lukoil.com

Denis V. Mazein – Head of Department, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; <https://orcid.org/0009-0001-4869-9979>; e-mail: denis.mazein@pnn.lukoil.com

Anastasia A. Chugaeva – Chief Specialist, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-7609-8261>; e-mail: anastasija.chugaeva@pnn.lukoil.com

Aleksandr S. Bratilov – Second Category Engineer, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-8180-9540>; e-mail: abratilov@inbox.ru

Elena A. Voinyak – First Category Engineer, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-9248-9028>; e-mail: elena.vojnyak@pnn.lukoil.com

Received 20.12.2023

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 622.243.57

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>

Методические подходы к оценке проникновения технологической жидкости в поровое пространство керна

Э.А. Кулиев^{1,2}✉, М.А. Федореева²

1 – Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

2 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Достоверность результатов литолого-петрофизических исследований во многом определяется качеством отобранного керна. Наличие проникновения фильтрата бурового раствора в керн будет влиять в первую очередь на результаты определения характера насыщения, остаточной водонефтенасыщенности, пористости, проницаемости, геохимических характеристик и смачиваемости породы. Определение пригодности керна к лабораторным исследованиям является одной из основных задач при изучении изолированного керна. *Цель работы.* Определить наиболее информативные методы проникновения технологической жидкости в поровое пространство породы для оценки пригодности керна к лабораторным исследованиям. *Материалы и методы.* Используются методы литолого-петрофизических исследований керна и пластовых флюидов. *Результаты.* Проведен анализ применения использованных методов исследований. Выявлены преимущества и ограничения каждого из представленных методов. *Выводы.* Оценка степени проникновения фильтрата бурового раствора в породу определяет пригодность керна к дальнейшим петрофизическим исследованиям.

Ключевые слова: изолированный керн, нефтенасыщенность, водонасыщенность, буровой раствор, технологическая жидкость, индикатор, флуоресценция, методы исследования керна

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Кулиев Э.А., Федореева М.А. Методические подходы к оценке проникновения технологической жидкости в поровое пространство керна // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 155–173. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>

✉ Кулиев Эльчин Акиф оглы, e-mail: eakuliev@tnnc.rosneft.ru

© Кулиев Э.А., Федореева М.А., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Керновый материал – это источник прямой геологической информации о составе и свойствах горных пород, слагающих месторождение. Для эффективного проведения промысловых и геологоразведочных работ, частью которого является исследование кернового материала, очень важно получить керн с сохраненными свойствами.

Цель работы – определить наиболее информативные методы проникновения технологической жидкости в поровое пространство породы для оценки пригодности керна к лабораторным исследованиям. Своевременная оценка качества керна позволит предотвратить получение некондиционных результатов оценки петрофизических параметров, а также может привести к экономии денежных средств путем исключения из программы работ исследований с заведомо некондиционными результатами.

Цель лабораторных исследований керна – получение литолого-петрофизических характеристик изучаемого пласта коллектора в условиях, максимально приближенных к условиям залегания. В первую очередь важно получить данные как о литологическом составе, так и о емкости, насыщенности, проницаемости изучаемых горных пород.

Возможность получения этой информации о породе зависит главным образом от применяемой технологии отбора керна. Со времен первой пробуренной скважины технологии отбора претерпели серьезные изменения, что увеличило информативность отбираемого кернового материала. Несмотря на то, что традиционные технологии отбора позволили значительно увеличить вынос керна, для них остается нерешенной задача обеспечения

представительности по флюидонасыщению из-за фильтрации бурового раствора (БР) через поровое пространство породы. Появление изолированной технологии отбора керна (Методическое руководство¹, [1–2]) как альтернативной, с применением одноразовых керноприемных трубок и изолирующего агента позволили минимизировать проникновение фильтрата и обеспечить повышенную информативность отбираемого керна по сравнению с традиционными технологиями, особенно для условий отбора керна при использовании буровых растворов на водной основе.

При отборе керна по изолированной технологии необходимо выполнять контроль качества его отбора и анализ следующих характеристик: представительности, механической сохранности, выноса и проникновении фильтрата бурового раствора (ФБР) в поровое пространство породы (Методическое руководство¹, [3]). Анализ проникновения ФБР в колонку керна позволяет определить пригодность его к исследованиям различными лабораторными методами, с помощью которых можно описать литолого-петрофизический состав и свойства исследуемых отложений. Проникновение технологической жидкости в керн приводит к искажению параметров естественной водонефтенасыщенности, химического состава и минерализации пластовых вод, смачиваемости породы, геохимических параметров и других петрофизических свойств изучаемого материала [4]. Проведение оценки проникновения технологической жидкости в поровое пространство керна является одной из актуальных задач анализа его представительности.

¹ Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керна. Тюмень, 2022. 82 с.

Согласно Методическому руководству¹ контроль адекватности керна по его флюидонасыщенности достигается оценкой степени проникновения ФБР в керн прямыми и косвенными методами. Однако в данном руководстве эти методы подробно не рассмотрены. Помимо этого, окончательные выводы о достоверности величины сохраненной водонасыщенности можно сделать только после проведения комплексного анализа петрофизических результатов исследования керна и ГИС (см. Методическое руководство¹). С целью получения литолого-петрофизических характеристик керна, адекватных пластовым условиям, актуально было бы комплексно рассмотреть информативность методов контроля проникновения ФБР в поровое пространство горной породы. В работе методы определения проникновения технологической жидкости в керн разделены на количественные и качественные. Качественные проводятся как непосредственно на буровой, так и в лабораторном центре, оценка проникновения происходит визуально, количественные – только в специализированной лаборатории, которая обеспечена необходимыми для исследования приборами.

Развитие технологий отбора керна и их информативность

Качество керна зависит от технологии его отбора. Со времен первой пробуренной скважины в России в 1846 г. технология отбора керна претерпела значительные изменения. Для простоты восприятия разделим технологии отбора на три типа [2]:

1. Прimitивный тип, затронувший период с начала XIX до середины XX веков.
2. Традиционный – с использованием стальных многоразовых грунтоносок: с 50-х годов XX века по настоящее время.

3. Изолированная технология отбора керна с использованием одноразовых кернаприемных труб: с середины 80-х годов XX века по настоящее время.

Каждая последующая технология отбора керна приводила к повышению качества керна. Прimitивный тип отбора является начальной ступенью необходимости отбора и анализа керна. Технология позволяла получить информацию о породе, расположенной только в приповерхностной зоне Земли, очень близкой к атмосферным условиям, где порода мягкая и пластичная, глубиной не более 200 м. Однако получить какие-то практические данные о залежи было почти невозможно из-за отсутствия механической сохранности и представительности. Керна был неконсолидированным, и информацию о наличии углеводородов получали по запаху и цвету породы, представленной «шламом».

Значительное развитие по сравнению со своим предшественником получила традиционная технология отбора керна, которая предполагает применение кернаотборных снарядов типа «Недра», «Кембрий», УКР, «Силур», «Мантия». Они позволили обеспечить вынос керна (средние и крепкие породы) не более 60% и III–IV категорий не более 18–30%. Повышение выноса керна позволило получить больше информации о целевом объекте. Несмотря на это, недостатком такой технологии является постоянный контакт бурового раствора с керном (Методическое руководство¹, ТУ 2059.59-001-34441034-2017², [5]).

² ТУ 2059.59-001-34441034-2017. Жидкость керна-изолирующая КорИзоГель (КИГ)/KorIsoGel (KIG). Тюмень, 2017. 31 с.

Информативность такого керна зависит от используемого типа БР. Выделяют следующие основные группы БР:

1. Растворы на нефтяной/углеводородной основе (РНО/РУО).
2. Полимерные растворы.
3. Растворы на водной основе (РВО).

Бурение скважин на безводной основе позволяет обеспечить получение достоверной оценки остаточной водонасыщенности для гидрофильных коллекторов при отборе керна в чисто нефтяных зонах. Несмотря на это, вопросы сохранения смачиваемости и геохимических свойств пород остаются актуальными, так как нефтяная фаза содержит в себе физико-химические вещества, активные по отношению к поверхности порового пространства. По этой причине в зонах, преимущественно насыщенных пластовой водой, нефтяная фаза БР склонна к эмульгированию, что приводит к коагуляции порового пространства. В переходных зонах проникновение ФБР приводит к искажению водонасыщенности.

Отбор керна по традиционной технологии с применением РВО не обеспечивает сохранение естественной водонасыщенности керна, также искажаются значения и нефтенасыщенности. В момент отбора керна порода практически промывается фильтратом бурового раствора. Помимо изменения насыщения, длительный контакт бурового раствора с поровым пространством породы приводит к их физико-химическим взаимодействиям и неизбежному изменению смачиваемости. Кроме этого, сопутствующими факторами, искажающими нативные свойства породы, являются коагуляция порового пространства за счет фильтрации высокоминерализованными, ингибированными и глинистыми

растворами, а также диссоциации солей при фильтрации низкоминерализованных технологических жидкостей. Ввиду быстрой эволюции типов технологических жидкостей эффективным стало применение разновидностей полимерных растворов: биополимерных и полимерглинистых, обработанных полисахаридами, биополимерами и лигно-сульфонатами. Данные растворы обладают хорошим смазочным свойством, обеспечивая тем самым механическую целостность породы. Однако при использовании их в традиционной технологии отбора неизбежно искажение естественной насыщенности и смачиваемости порового пространства керна.

Изолированная технология отбора керна позволяет выполнять отбор керна практически со 100-процентным выносом, а его модификация, которая основана на применении специальной конструкции керноотборного снаряда и бурильной головки, позволяет отбирать керн по изолированной технологии (Методическое руководство¹, ТУ 2059.59-001-34441034-2017², [6]). Внедрение таких систем с конца 80-х годов прошлого века позволило обеспечить наилучшее соотношение цена–качество по сравнению с любыми другими технологиями отбора керна. Сегодня данная технология расширила информационные возможности керна и позволяет выполнить следующие условия (Методическое руководство¹, [7]):

1. Обеспечить практически 100-процентный вынос керна.
2. Обеспечить целостность керна, сохранность его механических свойств, минерального состава.
3. Сохранить адекватность содержания поровых флюидов, их физических и химических свойств.

4. Представить естественную смачиваемость (за исключением влияния термобарических условия).

Выполнение этих условий позволяет проводить прямое исследование и моделирование петрофизических параметров.

Модификации базовой изолирующей технологии позволяют расширить информативность кернового материала. Сегодня разработаны следующие модификации (Методическое руководство¹, [1, 6]):

1. Отбора герметизированного керна.
2. Отбора ориентированного керна.
3. Отбора дискретно-изолированного керна.

Применение изолирующей технологии в комплексе с различными видами его модификаций повышают ценность и информативность кернового материала. При отборе изолированного керна, согласно Методическому руководству¹, ТУ 2059.59-001-34441034-2017², необходимо проводить контроль качества, который включает в себя анализ проникновения ФБР в поровое пространство породы. Основным моментом здесь является выбор наиболее эффективного индикатора, по которому можно зафиксировать проникновение.

Для минимизации рисков потери нефти при подъеме керна на поверхность был разработан метод отбора керна с сохранением пластового давления. После подъема на поверхность в герметизированном керноотборнике керн замораживают сухим льдом и транспортируют в лабораторию в таком состоянии. Однако из-за высокой стоимости, практически в 7 раз выше по сравнению с традиционным типом отбора, технология не нашла широкого применения. Данную

технологии рекомендуется применять только для получения эталонных значений нефтеводонасыщенности по объектам в пределах одного месторождения. Помимо этого необходимо обеспечить сбалансированный процесс бурения, а буровой раствор должен иметь низкую плотность, малую потерю воды и не содержать веществ, увеличивающих подвижность нефти. В зависимости от типа, плотности пород и состава пластовой воды выполнить данные условия удастся далеко не всегда, что усложняет отбор керна по такой технологии. Сравнительный анализ изменения коэффициента остаточной нефтенасыщенности герметизированного керна на забое в условиях сохранения в нем пластового давления и после падения давления в керне приведен в работах Н.Н. Михайлова [8, 9].

Виды индикаторов

Главная и единственная цель добавления индикаторов в БР – определение степени проникновения технологической жидкости в керн. Основные требования, которые выдвигаются к индикаторам в соответствии с Методическим руководством¹, *Coring Handbook*³ и [10], включают в себя:

1. Растворимость в воде.
2. Физико-химическая и биологическая стабильность.
3. Низкие концентрации или отсутствие в пласте.
4. Возможность легко определяться при низких концентрациях.
5. Безопасность в применении.

³ *Coring Handbook*. Houston, TX: Baker Hughes INTEQ, 1999. 290 p.

Некоторые из представленных в табл. 1 индикаторов не нашли свое применение из-за их физико-химической нестабильности. Красители и спирты могут вступать в реакцию с горной породой, испаряться при низких температурах, а менее летучие спирты – распадаться при контакте с сырой нефтью. Тритий (T_3O) является бета-активным веществом и требует дополнительных мер безопасности, что ведет к удорожанию процедур. Оксид

дейтерия (D_2O) также не нашел своего широкого применения из-за относительно больших финансовых затрат. Ввиду того, что D_2O встречается в естественной форме в разных концентрациях в пластовой воде и рассоле, для определения проникновения ФБР в керн необходимо добавлять индикатор в больших количествах. Опыт применения D_2O и T_3O в качестве индикатора наблюдался только в зарубежных странах (Bruno L.⁴, [11, 12]).

Табл. 1. Сравнительные характеристики типов индикаторов при отборе изолированного керна

Table 1. Comparative characteristics of the types of indicators when taking low-invasion core

Типы индикаторов	Растворимость в БР	Физико-химическая стабильность	Низкие концентрации или отсутствие в пласте	Возможность легко определяться при низких концентрациях	Безопасность	Доступность относительно цены
1	2	3	4	5	6	7
<i>Водорастворимые индикаторы</i>						
Солевые составы	о	о	о	о	+	+
«Уранин А»	+	+	+	о	+	+
Красители и спирты	+	-	+	+	+	+
Оксид дейтерия	+	+	о	+	+	о
Тритий/НТО	+	-	+	+	-	-
<i>Нефтерастворимые индикаторы</i>						
На основе дейтерия и галоидов	+	+	о	+	о	-

Примечание: «+» – полностью соответствует требованию;

«о» – частично соответствует требованию;

«-» – не соответствует требованию.

⁴ Bruno L. Drilling mud tracers for formation evaluation and reservoir engineering applications // Houston Geological Society Bulletin. 2007. Vol. 50, No. 4. P. 15.

По большей части индикаторы солевого состава могут выпадать в осадок и являться причиной колюматации порового пространства керн. Помимо этого, они плохо растворимы в воде. Основной недостаток – широкий диапазон изменения фонового уровня в пласте. Однако среди ряда индикаторов солевого типа есть динариевая соль флуоресцеина ($C_{20}H_{10}Na_2O$) – «уранин А», который обладает хорошей растворимостью в воде и придает ей характерную зеленоватую окраску [13], определяемую визуально. Для большинства геолого-технологических условий в Российской Федерации рекомендуется добавлять в буровой раствор именно «уранин А» (Методическое руководство¹, [5]).

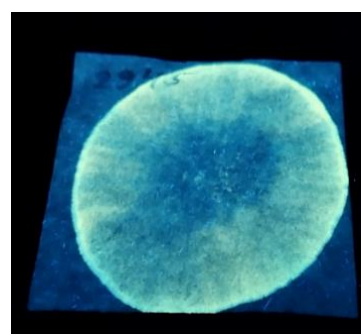
При отборе керн с применением РНО используются нефтерастворимые индикаторы. Стандартное назначение предусматривает определение остаточной нефтенасыщенности в промытых зонах при оценке повышения нефтеотдачи. Применение данных индикаторов останавливает высокая стоимость процесса добавления их в БР.

Качественные методы

При отборе керн и разделении его на метровые секции отбираются образцы (сколы) для проведения люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА), см. РД 39-0147716-102-87 «Геолого-технологические исследования в процессе бурения». Таким же способом проводится оценка проникновения ФБР в керн в лабораторном центре. После проведения эксперимента в ультрафиолетовых лучах оценивается интенсивность свечения пятна и цвет люминесценции. При высокой концентрации индикатора в породах пятно будет ярко-зеленого цвета, при этом проникновение визуально незаметно (рис. 1). При низких концентрациях индикатора в БР подобное свечение «следов» ЛБА будет неявным (рис. 2а) или даже может быть не зафиксировано (рис. 2б и 2в). Помимо этого, вклад в свечение «следа» может внести использование некачественного растворителя, которым также пропитывается фильтровальная бумага: при плохой обработке хлороформа излишнее свечение зеленым цветом может быть вызвано хлором Cl.



a/a



б/б

Рис. 1. Фотографии спила керн (а) и результатов ЛБА (терригенные отложения) с индикатором «уранин А» (б)

Fig. 1. Pictures of the core slab (a) and the results of the fluorescence analysis (terrigenous reservoir) with Uranin A organic dye (b)

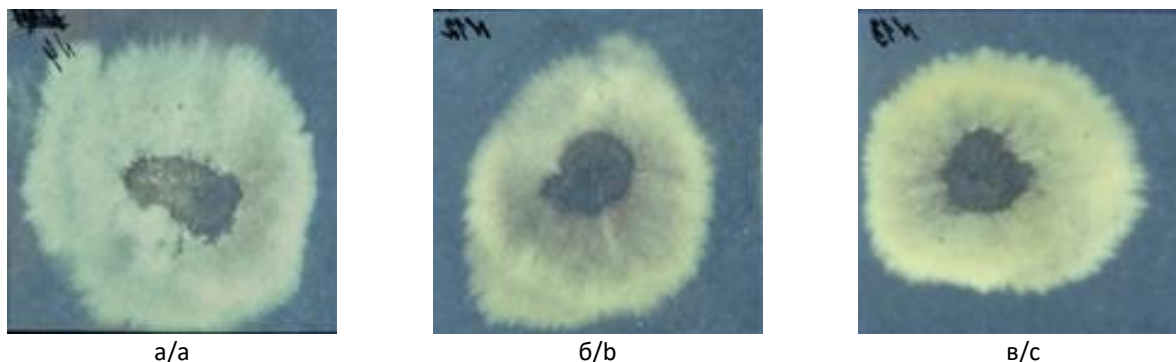


Рис. 2. Фотографии свечения «следов», полученных по результатам проведения ЛБА, при наличии индикаторов: а – проба 1; б – проба 2; в – проба 3

Fig. 2. Pictures of the glowing traces of the fluorescence analysis, with organic dye: а – Sample 1; б – Sample 2; в – Sample 3

В первом приближении оценить видимую глубину проникновения фильтрата бурового раствора в керн на качественном уровне в лабораторном центре можно провести при помощи фотографирования полноразмерного керна

в дневном и ультрафиолетовом свете. Так, на фотографии керна в ультрафиолетовом свете (рис. 3а) хорошо видно, что глубина проникновения ФБР в керн диаметром 100 мм не превышает в среднем 5–10 мм.

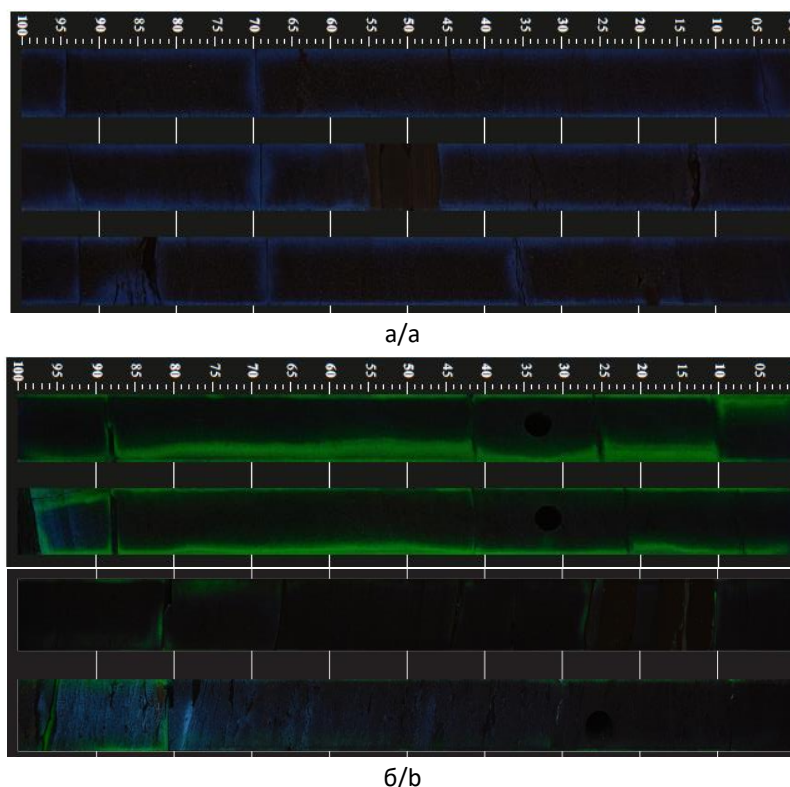


Рис. 3. Свечение керна (терригенные отложения) в ультрафиолетовом свете от проникновения бурового раствора: а – без индикатора, б – с индикатором («уранин А»)

Fig. 3. Glow of the core (terrigenous reservoir) in ultraviolet light from the penetration of drilling mud: а – without organic dye, б – with organic dye (Uranin A)

Важным аспектом является качество использованного оборудования и обработка фотографий с помощью специализированного программного обеспечения (ПО). Чтобы получить качественный снимок при фотографировании керна для различных типов пород должны быть подобраны правильные настройки фотоаппарата (параметры – диафрагма, выдержка, ISO) и освещения (расположение источников, рассеивающие экраны, фильтры) [14]. Также важно контролировать стабильную концентрацию индикатора на протяжении всего времени отбора керна на буровой. Это необходимо для равномерного распределения индикатора при возможном попадании его в керноприемные трубы. Несоблюдение данных требований приводит к невозможности визуально отследить попадание бурового раствора с индикатором в керн: в разных долблениях будет разная концентрация индикатора – от 0 до 100% (рис. 3б).

При визуальном осмотре колонки керна в ультрафиолетовом свете стоит

фиксировать проникновение ФБР в керн на торце. При относительно долгой транспортировке керна происходит перераспределение флюидов в поровом пространстве за счет капиллярных сил (см. рис. 3б). Отбор и исследование проб из зон, предполагающих отсутствие проникновения, может привести к искаженным значениям нефтеводонасыщенности.

Подтвердить проникновение фильтрата бурового раствора в керн на качественном уровне при использовании индикатора также помогает получение водной вытяжки из породы (рис. 4). Для проведения измерений берется 50–60 г дробленой породы с участков керна, в которых потенциально предполагается проникновение БР. Навеска помещается в емкость с раствором щелочи КОН (с концентрацией 10% в дистиллированной воде) и выдерживается 12 часов. При этом необходимо иметь пробу чистого 10%-го раствора щелочи КОН для визуального подтверждения свечения исследуемых проб.

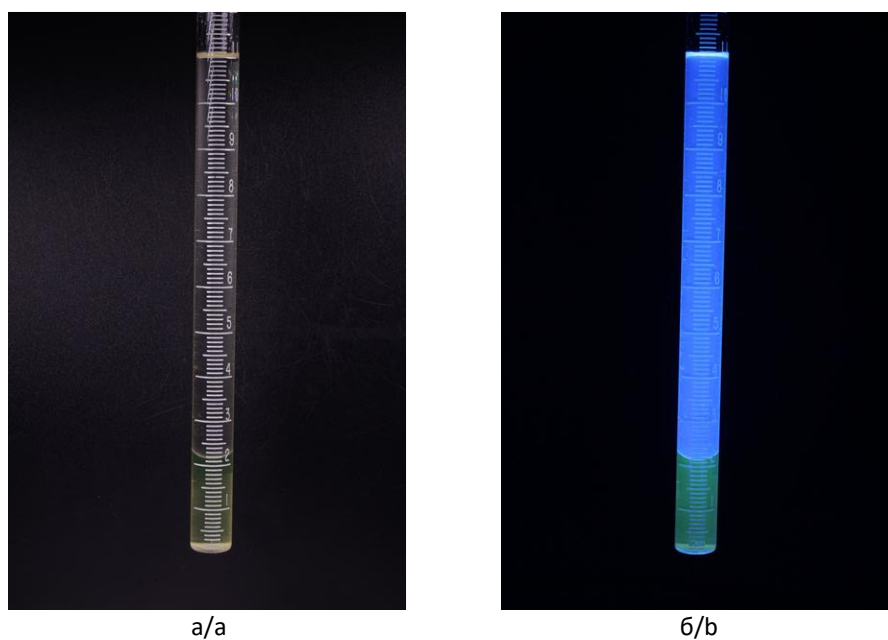


Рис. 4. Пример водной вытяжки образца горной породы:
а – в дневном свете, б – в ультрафиолетовом свете

Fig. 4. An example of rock water extract: a – in daylight, b – in ultraviolet light

Количественные методы

Полученный раствор щелочи КОН после выдержки в нем навески можно исследовать флуориметрическим методом в лаборатории для определения концентрации индикатора. В ЦИК ООО «ТННЦ» измерение массовой концентрации флуоресцеина в качестве индикатора выполняется на люминесцентно-фотометрическом анализаторе жидкости «Флюорат-02-4М» по аттестованной методике М 01-54-2014⁴. Метод основан на измерении интенсивности флуоресценции щелочного раствора пробы с последующим автоматическим вычислением массовой концентрации флуоресцеина при помощи градуировочной характеристики. Перед исследованием проб удаляются мешающие факторы: взвешенные частицы и углеводороды. Удаление взвешенных частиц осуществляется путем фильтрации пробы через двойной бумажный фильтр «синяя лента», удаление углеводородов – путем их экстракции хлороформом с последующим отделением от пробы при помощи делительной воронки. Предел обнаружения флуоресцеина составляет 0,001 мг/л. Полученные концентрации флуоресцеина в водных вытяжках пересчитываются в истинные концентрации в порах керн с учетом разбавления и объемов сохраненной поровой воды во взятой на анализ навеске. Для расчета концентрации индикатора в поровом пространстве керн используются результаты определения сохраненной водонасыщенности, открытой пористости и

объемной плотности пород (М 01-54-2014⁴). При проведении анализа результатов количественных методов стоит учитывать фоновую концентрацию индикатора в пласте, которая может достигать до 0,005 мг/л.

Для определения сохраненной флюидонасыщенности породы на буровой отбираются и консервируются (парафинируются) образцы керн. Из каждого образца сразу же после расконсервации в лаборатории изготавливается стандартный цилиндрический образец для определения содержания остаточной водонасыщенности в аппаратах Закса. Там, где сохранность отдельных образцов (тонкослоистые и трещиноватые породы) не позволяла высверлить стандартный цилиндрический образец, изготавливался образец-параллелепипед. Важно, чтобы высверливание и разрезание проводилось «на сухую» или с использованием масла для предотвращения проникновения технологических жидкостей в керн и сохранения водонасыщенности образца. Скорость высверливания цилиндра тонкостенным кольцевым алмазным сверлом должна быть исключительно высокой – не более 15–20 секунд. Из изолированного керн также отбираются образцы и исследуются экстракционно-дистилляционным методом. Контроль точности результатов измерений остаточной водонасыщенности происходит сопоставлением значений, полученных из парафинов и тубусов (рис. 5). При правильных условиях изготовления, транспортировки и исследования образцов, выбуренных из парафинов, остаточная водонасыщенность в них будет ниже, чем из тубусов.

⁴ М 01-54-2014. Методика измерений массовой концентрации флуоресцеина в пробах природных и пластовых вод флуориметрическим методом на анализаторе жидкости ФЛЮОРАТ-02. СПб, 2014. 25 с.

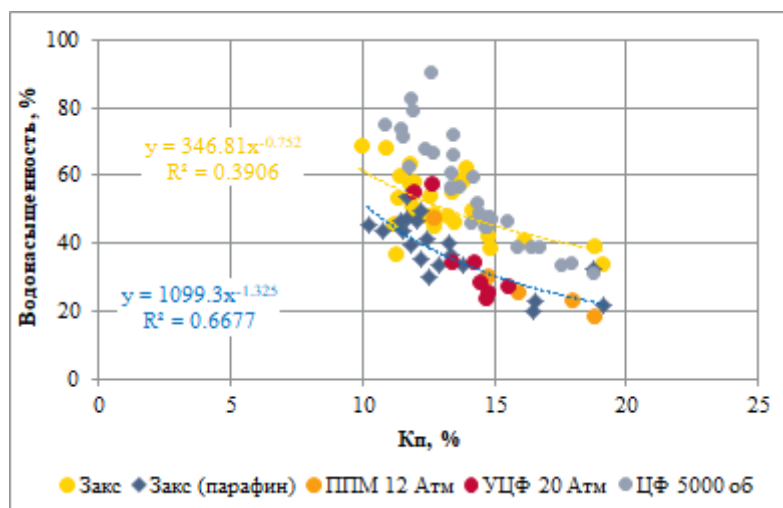


Рис. 5. Графики зависимости водонасыщенности от пористости для образцов, изготовленных из парафинированных кусков и керн из тубусов методами: экстракционно-дистилляционным (Закс), полупроницаемой мембраны (ППМ), ультрацентрифугирования (УЦФ) и центрифугирования (ЦФ)

Fig. 5. Water saturation vs. porosity plots for samples made from waxed pieces and core from tubes using the following methods: extraction-distillation (Zaks), porous-plate method (PPM), ultracentrifugation (UCF) and centrifugation (CF)

Рядом с образцом на исследование водонасыщенности породы выбуривается образец специальной формы (диаметр 38 мм, длина 45–50 мм) для вытеснения поровой воды и определения ее состава. Метод получения поровой воды основан на замещении индустриальным маслом флюида, находящегося первоначально в поровом пространстве образцов горной породы. Для вытеснения поровой воды в ООО «ТННЦ» используется прибор, прообразом которого является установка «Реликт» [15]. В ходе испытаний помимо индустриального масла могут использоваться другие виды масел, неагрессивные к горной породе и испытательному оборудованию. В связи с тем, что интервал измерений концентрации флуоресцеина находится в диапазоне от 0,001 до 0,1 мг/дм³, для анализа рабочую пробу с концентрацией 5 мг/л необходимо разбавлять в 100 раз. Так как концентрация флуоресцеина в поровой воде заранее неизвестна, то степень разбавления является

неопределенным фактором и, если концентрация флуоресцеина выходит за пределы диапазона, прописанного в методике, появляются погрешности.

Пробирку с поровой водой передают на последующие исследования химического состава и определение концентрации индикатора.

При приемке керна вместе с ним поступают пробы бурового раствора, которые также исследуются на концентрацию индикатора – флуоресцеина. Из проб бурового раствора отжимается фильтрат в объеме не менее 5 см³. Метод определения концентрации флуоресцеина в водном растворе основан на интенсивной люминесценции водно-щелочных растворов флуоресцеина, которая заметна в воде даже при очень низких концентрациях. Количественное определение проводилось на анализаторе «Флюорат-02М» по аттестованной методике М 01-54-2014⁵. Предел обнаружения флуоресцеина по применяемой методике составляет 0,001 мг/л.

Сопоставление концентраций индикатора и химического состава фильтрата и поровой воды позволяет оценить степень проникновения компонентов бурового раствора в поровое пространство керна ((Методическое руководство¹).

Поскольку не все количество начальной воды и нефти извлекается – часть его остается, в силу действия капиллярных сил, вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, адсорбции и других явлений – таким образом, формируется остаточная водо-нефтенасыщенность.

Определять концентрации индикатора в поровой воде также позволяет вольтамперометрический метод (ВАМ) [16] и высокоэффективная жидкостная хроматография (ВЭЖХ), см. М 01-54-2014⁵.

Согласно [16] ВАМ предлагает аналитическое определение флуоресцеина натрия вольтамперометрически на стационарном электроде из стеклоуглерода по волне восстановления указанного соединения в кислой среде на фоне 0,1 н. раствора серной кислоты в классическом режиме. При использовании более кислых растворов может происходить частичное осаждение продукта в виде кислоты. К сожалению, примеров использования этого метода при определении содержания других типов индикатора в поровой воде не приводится.

Метод ВЭЖХ основан на разделении смесей веществ в потоке жидкости на поверхности твердой фазы. В соответствии с [16] этот метод обладает рядом преимуществ, среди которых приоритетными для определения концентрации индикаторов являются экспрессность и высокая чувствительность. Метод ВЭЖХ является трудоемким и

дорогим, так как требуется сложное приборное оборудование, специальное обслуживание и закупка расходных материалов. Кроме того, в анализе используется в большом количестве токсичный растворитель.

Указанные методы позволяют проводить качественный и количественный анализы состава жидких фаз и их физико-химических свойств. Отличительной особенностью методов является универсальность, т. е. возможность использования для разделения и определения жидких неорганических и органических соединений в широком интервале концентраций.

В последние десять лет в нефтегазовой отрасли набирает популярность определение петрофизических свойств и состава породы, а также их прогнозирование на основе результатов цифровой обработки фотографий керна [17–21]. В работе была предпринята попытка проведения анализа проникновения фильтрата бурового раствора в поровое пространство на основе параметров цвета RGB, полученных при обработке фотографий полноразмерного керна в ультрафиолетовом свете специализированным ПО «KernKolor», разработанным в ООО «ТННЦ» [19, 21]. В качестве числового параметра, определяющего проникновения ФБР в поровое пространство керна, аналитическим путем был рассчитан относительный цветовой индекс I:

$$I = \frac{(B + G)}{2} - R,$$

где I – относительный цветовой индекс;
G – цветовой параметр green (зеленый);
R – цветовой параметр red (красный);
B – цветовой параметр blue (синий).

Значение индекса определяется только степенью свечения индикатора при относительно высоких концентрациях уранина в буровом растворе (выше 0,03 мг/л), используемого для этого метода как фон, который складывается

из вкладов различных компонентов: углеводороды, минералы, уранин. При комплексном рассмотрении результатов цифровой обработки фотографий керна, флуорометрии и ЛБА (см. рис. 2, рис. 6) должны учитываться места отбора проб.

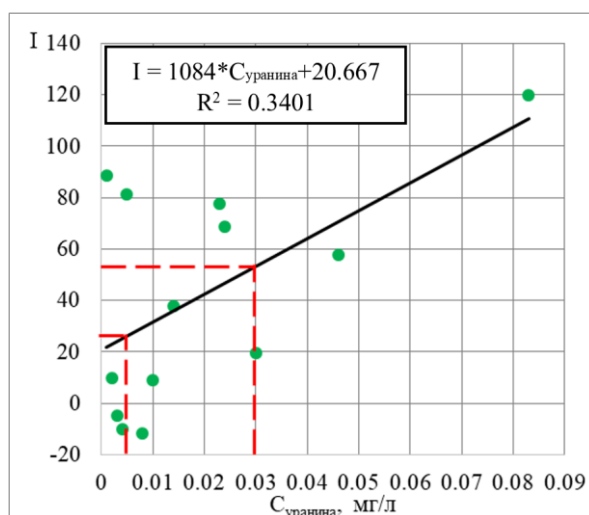


Рис. 6. График зависимости концентрации уранина, определенной флуориметрическим методом по пробам водных вытяжек, от относительного параметра I, определенного на основе цифровой обработки фотографий полноразмерного керна в местах отбора проб

Fig. 6. Organic dye concentration determined by the fluorimetric method from water extract samples vs. the relative parameter I determined on the basis of digital processing of photographs of full-size cores at sampling points

При неравномерном проникновении индикатора по профилю колонки керна относительный индекс в местах меньшей глубины фильтрации будет занижен. Это объясняется тем, что обработка фотографий происходит попиксельно. Результаты обработки программа выдает в виде значений R, G и B, осредненных построчно с определенным шагом, который может задавать специалист. Несмотря на подобные ограничения метода, он может быть экспрессным для того, чтобы сделать предварительные выводы о наличии ФБР в поровом пространстве керна.

При сопоставлении результатов цифровой обработки и флуорометрии

граничное значение фоновой составляющей, определяемой содержанием индикатора в пласте, для относительного индекса I составляет приблизительно 28. Для самого метода это значение выше – 53.

Заключение

Отбор и анализ изолированного керна с сохранением нативных свойств является одной из основных задач эффективного проведения промысловых и геолого-разведочных работ. Достоверность оценки запасов месторождения нефти и газа непосредственно связана с качеством и информативностью керна, полученного при поисково-разведочном или оценочном бурении.

Приведенные методы оценки проникновения технологической жидкости в поровое пространство породы определяют пригодность керна к лабораторным исследованиям. При подтверждении наличия данного проникновения результаты специальных исследований керна, в первую очередь, по изучению сохраненной нефтеводонасыщенности и смачиваемости, будут недостоверны. Проводить подобные

исследования на промытом керне не рекомендуется.

Ввиду того, что каждый из методов имеет свои преимущества и ограничения, а результаты их исследования могут определять дальнейший ход изучения образцов породы, рекомендуется рассматривать каждый из методов в отдельности и комплексно анализировать их информативность.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Гильманов Я.И., Паромов С.В. Современные технологии отбора керна при поисково-разведочных работах и эксплуатационном бурении // Каротажник. 2021. Вып. 8(314). С. 39–47.
2. Хайруллин Б.Ю., Мамяшев В.Г., Романов Е.А., Федорцов В.В. Инновационные технологии бурения с отбором и анализом керна повышенной информативности // Недропользование XXI век. 2015. № 1(51). С. 20–25.
3. Глушков Д.В. Экспериментальное изучение надежности герметизации керна с помощью керноприемной трубы и методом парафинирования // Каротажник. 2017. Вып. 10(280). С. 111–121.
4. Макфи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / Пер. с англ. И.Н. Иванова; под ред. М.А. Тугаровой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.
5. Курбанов Я.М., Гильманов Я.И., Черемисина Н.А. Анализ изоляции керна в процессе его отбора. Проблемы и решения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. № 5(377). С. 5–11.
6. Хайруллин Б.Ю., Курбанов Я.М., Мамяшев В.Г. и др. Совершенствование технологий отбора и анализа изолированного керна повышенной информативности // Геология и недропользование. 2022. № 1(5). С. 102–113.
7. Mamyashev V.G., Khairullin B.Yu., Mamyashev T.V. Informational capabilities of new technologies for coring and petrophysical studies of isolated core [Информационные возможности новых технологий отбора и петрофизических исследований изолированного керна] // 7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process, Tyumen, Russia, 22–26 March 2021. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150080>
8. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. 270 с.
9. Михайлов Н.Н., Кольчицкая Т.Н., Джемесюк А.В., Семенова Н.А. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности. М.: Наука, 1993. 174 с.

10. *Dugstad Ø., Aurdal T., Galdiga C. et al.* Application of tracers to monitor fluid flow in the Snorre field: A field study // SPE Annual Conference, Houston, 3–6 October 1999. Paper SPE 56427-MS. <https://doi.org/10.2118/56427-MS>
11. *Brown A., Marriott F.* Use of tracers to investigate drilling-fluid invasion and oil flushing during coring // SPE Reservoir Engineering. 1988. Vol. 3, No. 4. P. 1317–1322. <https://doi.org/10.2118/16352-PA>
12. *Pallat N., Stockden I.L.M., Mitchell P.S.H., Woodhouse R.* Low-invasion coring gives “native” reservoir water saturation // Theory and Application of Multidisciplinary Evaluations: Transactions of the 14th European Formation Evaluation Symposium of the SPWLA, London, UK, 9–11 December 1991. Paper I.
13. *Мчедлов-Петросян Н.О.* Флуоресцеиновые красители в растворах – хорошо изученные системы? // Вестник Харьковского национального университета имени В.Н. Каразина. Серия: Химия. 2004. Т. 626, № 11(34). С. 221–312.
14. *Гильманов Я.И., Глушков Д.В., Кузнецов Е.Г.* Опыт ООО «ТННЦ» в проведении межлабораторного контроля по фотографированию керна в дневном и ультрафиолетовом свете // Каротажник. 2023. Вып. 5(325). С. 96–114.
15. *Орлов Л.И., Топорков В.Г.* Метод извлечения поровых вод // Геология нефти и газа. 1982. № 11. С. 43–45.
16. *Конарев А.А., Конопнова Е.И., Кудрявцева Н.И., Тарасенкова Г.В.* Пат. RU 2570706 С1. Способ количественного определения флуоресцеина натрия в субстанции и лекарственном препарате на ее основе. № 2014129943/28; Заявл. 22.07.2014; Оpubл. 10.12.2015 // Изобретения. Полезные модели. 2015. Бюл. № 34. 10 с.
17. *Акинъшин А.В.* Комплексный анализ фотографий керна как новый инструмент исследования сложнопостроенных коллекторов Восточной Сибири // Каротажник. 2023. Вып. 5(325). С. 115–121.
18. *Акинъшин А.В.* Метод определения площади текстурных компонентов на фотографиях керна текстурно-неоднородной горной породы // Нефтяное хозяйство. 2016. № 1. С. 28–31.
19. *Алтунин А.Е., Мальшаков А.В., Семухин М.В., Ядрышникова О.А.* Методы компьютерной обработки фотографий керна при изучении коллекторских свойств продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 11. С. 12–16.
20. *Семухин М.В., Ядрышникова О.А., Серкин М.Ф., Чертина К.Н.* Разработка системы распознавания трещин для получения экспериментальных данных по снимкам петрографических шлифов керна // Нефтяное хозяйство. 2017. № 5. С. 27–31. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-5-27-31>
21. *Спирина А.М., Гильманова Н.В., Москаленко Н.Ю., Гильманова К.Я.* Использование интенсивности свечения керна в ультрафиолетовом свете для обоснования граничных значений и насыщенности низкопроницаемых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 10(382). С. 77–83. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10\(382\)-77-83](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-77-83)

Информация об авторах

Эльчин Акиф оглы Кулиев – ассистент, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0005-1884-8485>; e-mail: eakuliev@tnnc.rosneft.ru

Мария Александровна Федорева – ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-2135-9323>; e-mail: mafedoreeva@tnnc.rosneft.ru

Поступила в редакцию 23.07.2024

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>

Methodological approaches to assessing the invasion of process fluids into the core pore space

E.A. Kuliev^{1,2}✉, M.A. Fedoreeva²

1 – Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

2 – Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

Abstract. *Background.* The reliability of the lithological and petrophysical studies is largely determined by the quality of the core material. The invasion of drilling mud filtrate into the core will primarily affect the measurements of the fluid type, residual oil and water saturation, porosity, permeability, geochemical properties and wettability of the rock. Evaluating the suitability of the core material for laboratory studies is one of the main tasks in the study of low-invasion core. *Objective.* To determine the most informative methods of penetration of process fluids into the pore space of the rock to assess the suitability of the core for laboratory studies. *Materials and methods.* The paper uses the methods of lithological and petrophysical research of core and reservoir fluids. *Results.* The application of the used research methods is analyzed. The advantages and limitations of each of the presented methods are determined. *Conclusions.* The assessment of the degree of mud filtrate invasion into the core determines the suitability of the core material for further petrophysical research.

Keywords: low-invasion core, oil saturation, water saturation, drilling mud, process fluid, indicator, fluorescence, core research methods

Funding: the work received no funding.

For citation: Kuliev E.A., Fedoreeva M.A. Methodological approaches to assessing the invasion of process fluids into the core pore space. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 2. P. 155–173. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>

✉ Elchin A. Kuliev, e-mail: eakuliev@tnnc.rosneft.ru

© Kuliev E.A., Fedoreeva M.A., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Gilmanov Ya.I., Paromov S.V. State-of-the-art core retrieval technologies in prospecting, exploration and operating drilling. *Karotazhnik*. 2021. No. 8(314). P. 39–47. (In Russ.).
2. Khairulin B.Yu., Mamyashev V.G., Romanov E.A., Fedortcov V.V. Innovative solutions in coring: Core providing improved information on rock properties recover and analysis. *Subsoil Use XXI Century*. 2015. No. 1(54). P. 20–25. (In Russ.).
3. Glushkov D.V. Experimental investigation on the reliability of core sealing by a core lifter or waxing. *Karotazhnik*. 2017. No. 10(280). P. 111–121. (In Russ.).
4. McPhee C., Reed J., Zubizaretta I. *Core Analysis: A Best Practice Guide*. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
5. Kurbanov Ya.M., Gilmanov Ya.I., Cheremisina N.A. Analysis of core isolation during its collection. Problems and solutions. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2024. No. 5(377). P. 5–11. (In Russ.).
6. Khairullin B.Yu., Kurbanov Ya.M., Mamyashev V.G. et al. Advanced solutions in coring and analysis of high informativity core rocks. *Geology and Subsoil Use*. 2022. No. 1(5). P. 102–113. (In Russ.).
7. Mamyashev V.G., Khairullin B.Yu., Mamyashev T.V. Informational capabilities of new technologies for coring and petrophysical studies of isolated core. In: *7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process*, Tyumen, Russia, 22–26 March 2021. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150080>
8. Mikhailov N.N. *Residual Oil Saturation of the Developed Formations*. Moscow: Nedra, 1992. 270 p. (In Russ.).
9. Mikhailov N.N., Kolchitskaya T.N., Dzhemesiuk A.V., Semionova N.A. *Physical and Geological Problems of Residual Oil Saturation*. Moscow: Nauka, 1993. 174 p. (In Russ.).
10. Dugstad Ø., Aurdal T., Galdiga C. et al. Application of tracers to monitor fluid flow in the Snorre field: A field study. In: *SPE Annual Conference and Exhibition*, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE 56427-MS. <https://doi.org/10.2118/56427-MS>
11. Brown A., Marriott F. Use of tracers to investigate drilling-fluid invasion and oil flushing during coring. *SPE Reservoir Engineering*. 1988. Vol. 3, No. 4. P. 1317–1322. <https://doi.org/10.2118/16352-PA>
12. Pallat N., Stockden I.L.M., Mitchell P.S.H., Woodhouse R. Low-invasion coring gives “native” reservoir water saturation. In: *Theory and Application of Multidisciplinary Evaluations: Transactions of the 14th European Formation Evaluation Symposium of the SPWLA*, London, UK, 9–11 December 1991. Paper I.
13. Mchedlov-Petrosyan N.O. Fluorescein dyes in solutions: well studied systems? *Kharkov University Bulletin. Chemical Series*. 2004. Vol. 626, No. 11(34). P. 221–312. (In Russ.).
14. Gilmanov Ya.I., Glushkov D.V., Kuznetsov E.G. OOO TNNTS’ experience in the interlaboratory supervision over core photography in daylight and ultraviolet light. *Karotazhnik*. 2023. No. 5(325). P. 96–114. (In Russ.).

15. Orlov L.I., Toporkov V.G. Pore water recovery technique. *Geologiya nefi i gaza*. 1982. No. 11. P. 43–45. (In Russ.).
16. Konarev A.A., Konopnova E.I., Kudrjavitseva N.I., Tarasenko G.V. Pat. RU 2570706 C1. Method for quantitative determination of sodium fluorescein in substance and thereof-based medication. No. 2014129943/28; Appl. 22.07.2014; Publ. 10.12.2015. *Inventions. Utility Models*. 2015. Bull. No. 34. 10 p. (In Russ.).
17. Akinshin A.V. An integral analysis of core photographs as a new tool to study East Siberia complex-structure reservoirs. *Karotazhnik*. 2023. No. 5(325). P. 115–121. (In Russ.).
18. Akinshin A.V. A method for determining the area of texture components on photos of core samples of textural inhomogeneous rocks. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 1. P. 28–31. (In Russ.).
19. Altunin A.E., Malshakov A.V., Semukhin M.V., Yadrishnikova O.A. Methods of CT treatment of core photographs while studying reservoir properties of formations. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2013. No. 11. P. 12–16. (In Russ.).
20. Semukhin M.V., Yadrishnikova O.A., Serkin M.F., Chertina K.N. Development of a fracture recognition system to read off experimental data from petrographic thin section images. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2017. No. 5. P. 27–31. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-5-27-31>
21. Spirina A.M., Gilmanova N.V., Moskalenko N.Yu., Gilmanova K.Ya. Using the core glow intensity in ultraviolet light to justify the boundary values and saturation of low-permeable reservoirs. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2023. No. 10(382). P. 77–83. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10\(382\)-77-83](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-77-83)

Information about the authors

Elchin A. Kuliev – Assistant, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-1884-8485>; e-mail: eakuliev@tnnc.rosneft.ru

Maria A. Fedoreeva – Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-2135-9323>; e-mail: mafedoreeva@tnnc.rosneft.ru

Received 23.07.2024

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ЗЕМНОЙ КОРЫ: ВЫЗОВЫ СОВРЕМЕННОЙ ЭКОНОМИКИ

Оригинальная статья

УДК [303.6+303.7]:001.8

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art5>**Выявление актуальных задач энергетического перехода
в публикациях агрегатора контента научных публикаций Scilit.
Часть 2. Кластеризация публикаций****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.* В исследовании использована 10121 библиометрическая запись статей за 2019–2023 гг. Публикации систематизировались с использованием алгоритма Gibbs sampling for Dirichlet mixture model. Темы публикаций внутри полученных кластеров анализировались с помощью демоверсии программы Carrot2. Ранжирование публикаций осуществлялось с помощью утилиты sumy с алгоритмом lex-rank. *Результаты.* Выявленные актуальные темы посвящены системным проблемам энергетических комплексов, включая интеграцию различных источников генерации энергии, накопление энергии в «аккумуляторах» или «зеленом водороде» и оптимизацию их работы. Большое внимание уделено социальным аспектам энергетического перехода, особенно актуальным для сельских территорий и регионов с низким уровнем экономического развития. *Выводы.* Без финансовой поддержки и наличия соответствующей инфраструктуры для местных энергетических сообществ энергетический переход может быть ими отвергнут. Домохозяйства следует поощрять к использованию более чистых источников энергии, менее вредных для здоровья и окружающей среды.

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 2. Кластеризация публикаций // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 174–199. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art5>

✉ Чигарев Борис Николаевич, e-mail: bchigarev@ipng.ru

© Чигарев Б.Н., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Прекращение доступа российских исследователей к реферативным базам данных Scopus и Web of Science затрудняет определение актуальных направлений исследований, но не исключает возможности их проведения, способствуя переходу на реферативные базы данных открытого доступа.

Как правило, Scopus и Web of Science являются более полными в плане заполнения полей библиометрических записей. Открытые базы данных способны охватывать больший перечень публикаций, при этом для конкретного исследования могут потребоваться не все поля библиометрических данных.

Автору не удалось найти на платформе Scilit исследований, посвященных энергетическому переходу, в которых бы использовались методы кластеризации текстов и алгоритмы обобщения. В то же время выбранные методы, как показано ниже в обзоре литературы, адекватны поставленной задаче.

Цель исследования – изучить потенциал Scilit для анализа актуальных исследовательских задач энергетического перехода с использованием методов кластеризации коротких текстов GSDMM (Gibbs sampling for Dirichlet mixture model), Lingo3G (из демоверсии Carrot2) и суммаризации текстов алгоритмом lex-rank программы sumy.

Краткий обзор литературы

В этом разделе представлен краткий обзор публикаций, доступных на платформе Scilit, которые имеют отношение к методам кластеризации и обобщения, используемым в данной работе. Обзор публикаций по теме энергетического перехода в целом приведен в первой части

исследования «Часть 1. Кластеризация ключевых слов» [1].

Запрос к Scilit – “gsdmm” выдает 29 результатов без ограничений по времени и типу публикаций. Большинство из них посвящено кластеризации текстов, что указывает на адекватность выбора автора.

Рассмотрим статьи, наиболее полно раскрывающие особенности использования данного метода при кластеризации текстов.

В работе [2] приведено сравнение применения двух алгоритмов латентного размещения Дирихле (LDA) и модели полиномиальной смеси Дирихле (GSDMM) на коротких текстах. Важность данного сравнения: 1) заголовки публикаций и аннотации являются короткими текстами; 2) алгоритм латентного размещения Дирихле – наиболее часто применяемый метод для тематического анализа текстов. Показано, что эффективность GSDMM на коротких текстах превосходит LDA в плане согласованности и устойчивости тем, при условии, что документ принадлежит к одной теме.

Авторы работы [3] рассмотрели проблему поиска оптимальных значений гиперпараметров алгоритма GSDMM. Оценки гиперпараметров, полученные их методом, не совпадают с обычно используемыми в литературе значениями и приводят к иной кластеризации текстов. Авторы также отмечают, что оптимизированный GSDMM дает более однородный набор слов в каждой теме по сравнению с K-Means. Проблема выбора гиперпараметров является классической, но кластеризация коротких текстов зависит не только от них, но и от предобработки текстов, выбора словаря и даже от вида текстов: аннотации статей или тексты твитов (не опубликованные автором эксперименты использования GSDMM применительно к аннотациям).

В статье [4] оценивалась эффективность кластеризации веб-сервисов с использованием методов тематического моделирования и различных алгоритмов кластеризации. В качестве метода уменьшения размерности и представления признаков предлагается алгоритм выборки Гиббса для модели полиномиальной смеси Дирихле (GSDMM). Результаты показывают, что GSDMM с K-Means или агломеративной кластеризацией превосходит другие методы. Сокращение размерности достигает 90,88%, 88,84% и 93,13% на трех наборах данных, полученных в режиме реального времени.

GSDMM не только позволяет тестировать использование различных гиперпараметров, но и формировать словарь, по которому и производится сравнение текстов, что дает большие возможности для анализа полученных результатов.

Приведенный выше очень краткий литературный обзор, наряду с собственными экспериментами по применению методов кластеризации коротких текстов, послужил обоснованием выбора GSDMM.

В данной работе детализация тем публикаций каждого кластера, полученная с помощью GSDMM, была проведена с использованием демонстрационной версии программы Carrot2 и алгоритма Lingo3G.

В системе Scilit использование демонстрационной версии программы Carrot2 и алгоритма Lingo3G представлено в препринте [5], посвященном изучению социальных аспектов в области энергетических исследований с помощью методов библиометрии. Исследование основано на данных публикаций журнала

Energy Research & Social Science, экспортированных из базы данных ScienceDirect за 2019–2023 гг.

Публикация авторов, разработчиков программы Carrot2, объясняющая работу алгоритма Lingo [6], вышла в 2004 г., но научных публикаций об его использовании немного. При этом на самом сайте программы (<https://carrotsearch.com/lingo3g/>) можно найти детальную информацию о применении алгоритма Lingo3G.

В работах индонезийских авторов [7, 8] для кластеризации документов использовался алгоритм Lingo программы Carrot2 Workbench, которая доступна в открытом доступе на GitHub. Эксперименты автора данной статьи показали, что субъективно алгоритм Lingo3G дает лучшую кластеризацию, чем Lingo, поэтому в исследованиях использовались демоверсия Carrot2 и алгоритм Lingo3G.

Выбор утилиты командной строки sumy для извлечения резюме из текстов обусловлен тем, что в нем реализован целый ряд алгоритмов: Luhn, Edmundson, Latent Semantic Analysis, LSA, LexRank and TextRank, SumBasic, KL-Sum, а также тем, что утилита имеет хорошую поддержку на GitHub (<https://github.com/misobelica/sumy>).

Для ознакомления с использованием методов экстрактивного суммирования текста и, в частности, утилиты sumy, целесообразно обратиться к работе [9]. В ней после соответствующей предварительной обработки контент был обобщен с помощью программ на языке Python: NLTK, Spacy, Genism и sumy методом экстрактивного суммирования текста, который представляет собой компактное резюме текстовых данных, подготовленное на основе ключевых слов, уже присутствующих в документе.

Материалы и методы

В данной работе использовалась 10121 библиометрическая запись, экспортированная из Scilit, агрегатора контента для научных публикаций, по запросу: “energy transition” in Common Fields [Title, Abstract, Keyword]. Дополнительная фильтрация включала: 2019–2023 гг., тип публикаций – только статьи на английском языке (актуально на 24.01.2024).

Из Scilit экспортировались файлы “citations” в формате RIS, так как они содержат поле AB (“Abstracts”).

Тексты полей “Titles” («Заголовки») и “Abstracts” («Аннотации») были подвергнуты нормализации с помощью утилиты anyascii¹ (подобие транслитерации).

Осуществлялась дополнительная предобработка текста, в частности, удалялись пояснения в различных скобках, остатки тегов разметки и т. д.

Для использования SQL и других скриптов и программ файлы в формате RIS переводились в TSV.

Перед кластеризацией библиометрических записей проверялась заполненность полей “Abstract” и “DOI”.

Кластеризация записей производилась при следующих параметрах:

```
gsdmm (файл с полями Tiles Abstracts DOI).txt Dict.txt GSDMM_ -a 0.1 -b 0.1 -m 1000 -k 10
```

Содержание полученных 10 кластеров анализировалось с использованием демоверсии приложения Carrot2 и алгоритма кластеризации Lingo3G. Подробнее с программой и условиями ее использования можно ознакомиться на сайте: <https://search.carrotsearch.com/#/about>.

¹ Утилита преобразования символов Unicode в их наилучшее ASCII-представление. URL: <https://github.com/anyascii/anyascii> (дата обращения: 24.01.2024).

Этим условиям отвечали 9743 записи.

Библиометрические записи были сгруппированы с использованием алгоритма GSDMM, разработанного Yin and Wang [10] для кластеризации коротких текстовых документов.

Для GSDMM важно, по каким терминам будут сравниваться записи и по какому словарю.

Для этого из текстов записей были удалены стоп-слова, взятые из программ GATE [11] и SpaCy², а термины были лемматизированы с помощью утилиты sed и списка лемм для английского языка, собранного на GitHub.

После дополнительной предобработки текстов заголовков и аннотаций, составлялся список встречаемости терминов в тексте.

В этом списке были сохранены термины, встречающиеся 100 и более раз, и удалены первые 5 терминов с наибольшей частотой встречаемости. После первой итерации кластеризации записей были определены и удалены из словаря термины, часто встречающиеся во всех кластерах.

Таким образом, был составлен словарь из 2012 терминов, который использовался в алгоритме GSDMM.

Использовались следующие параметры, отличные от параметров по умолчанию:

– “minClusterSize”: 0.1, определяет минимально допустимый размер кластера по отношению к размеру родительского кластера;

² Программа обработки естественного языка (NLP) на Python. URL: <https://github.com/explosion/spaCy> (дата обращения: 24.01.2024).

– “maxClusterSize”: 0.3, определяет максимально допустимый размер кластера по отношению к размеру родительского кластера;

– “clusterCountBase”: 3, число кластеров, обнаруженных за каждый проход кластеризации. Чем больше значение этого параметра, тем больше общее число кластеров.

Полученные для каждого кластера (методом GSDMM) результаты отображались в виде графического представления распределения записей по темам и кратких аннотаций двух публикаций, наиболее релевантных выбранному подкластеру (см. итоги выбора под круговыми диаграммами).

Релевантные публикации выбирались с помощью утилиты sumy с алгоритмом lex-rank¹.

При кратком изложении содержания публикации по возможности сокращали объем реферата в два-три раза по сравнению с аннотацией.

Использование sumy позволяло определить релевантность статьи в контексте всего списка анализируемых работ, относящихся к данному кластеру.

Краткие содержания статей составлялись таким образом, чтобы их текст был примерно в два-три раза меньше, чем аннотация.

Результаты и обсуждения

Кластеры, полученные в результате применения алгоритма GSDMM к текстам заголовков и аннотаций 9743 библиометрических записей

В табл. 1 и 2 представлены наиболее часто встречаемые термины для каждого из 10 кластеров, полученные путем применения алгоритма GSDMM к текстам заголовков и аннотаций 9743 библиометрических записей. TF – частота встречаемости термина в кластере.

Табл. 1. Распределение 30 наиболее часто встречаемых терминов по кластерам 0–4

Table 1. Distribution of the 30 most frequently occurring terms by the Clusters 0–4

Кластер 0		Кластер 1		Кластер 2		Кластер 3		Кластер 4	
Термин	TF	Термин	TF	Термин	TF	Термин	TF	Термин	TF
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
policy	586	policy	593	household	164	electricity	594	climate	612
economic	519	research	515	clean	146	power	551	global	590
effect	508	social	494	fuel	128	scenario	533	policy	581
country	458	change	466	rural	121	technology	492	country	556
environmental	430	understand	423	health	102	gas	479	change	543
data	375	article	402	policy	98	sector	477	economic	470
growth	356	local	396	cooking	96	demand	475	gas	448
sustainable	353	approach	393	air	88	fuel	460	article	417
consumption	347	climate	379	effect	85	cost	458	fuel	400
change	333	framework	374	data	84	climate	452	challenge	396
global	317	community	366	china	82	production	437	fossil	375
research	317	actor	344	improve	77	policy	435	sector	373

¹ Модуль автоматического резюмирования текстовых документов. URL: <https://github.com/miso-belica/sumy> (дата обращения: 24.01.2024).

Продолжение табл. 1

Table 1 continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
significant	303	political	337	income	75	global	429	world	358
economy	298	explore	336	pollution	70	generation	412	sustainable	348
green	291	challenge	326	gas	66	economic	388	economy	347
technology	288	power	319	survey	61	reduction	382	state	332
promote	285	sustainable	313	area	60	change	374	market	324
china	268	identify	308	solid	58	supply	363	green	320
factor	267	literature	303	consumption	56	fossil	359	industry	316
climate	266	address	297	significant	56	term	329	oil	308
level	266	perspective	281	biomass	55	environmental	322	power	306
provide	261	technology	270	coal	52	sustainable	321	international	303
evidence	259	support	267	traditional	52	compare	308	technology	302
panel	250	argue	266	heat	51	country	293	environmental	291
empirical	242	global	263	higher	51	resource	287	term	282
resource	241	context	261	factor	50	assessment	278	research	273
examine	237	examine	258	level	50	greenhouse	278	resource	271
relationship	237	aim	257	significantly	49	capacity	276	government	267
investigate	232	economic	257	promote	48	co2	276	production	264
clean	230	draw	256	quality	48	consumption	275	investment	262

Табл. 2. Распределение 30 наиболее часто встречаемых терминов по кластерам 5–9

Table 2. Distribution of the 30 most frequently occurring terms by the Clusters 5–9

Кластер 5		Кластер 6		Кластер 7		Кластер 8		Кластер 9	
Термин	TF	Термин	TF	Термин	TF	Термин	TF	Термин	TF
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
research	558	state	195	power	599	policy	311	advance	99
sustainable	502	structure	173	propose	419	survey	207	surface	99
technology	434	investigate	166	electricity	376	household	205	density	98
challenge	412	effect	159	generation	352	factor	198	environmental	98
approach	407	spectrum	141	grid	345	support	197	main	98
policy	395	density	139	cost	326	social	190	addition	96
aim	371	optical	138	demand	300	research	186	industrial	96
provide	371	method	134	storage	289	data	184	propose	96
identify	354	experimental	125	approach	280	electricity	169	operate	95
review	352	absorption	121	operation	266	change	164	significant	95
climate	350	reveal	116	method	262	level	164	demand	93
environmental	335	temperature	115	design	259	solar	163	electrochemical	91
change	323	level	114	data	249	influence	155	enable	91
support	310	obtain	114	provide	244	technology	155	highlight	90
sector	303	excitation	113	technology	242	identify	153	1.5	9
literature	300	calculation	112	challenge	238	aim	151	academic	9
framework	296	work	112	capacity	235	effect	151	action	9

Продолжение табл. 2

Table 2 continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
economic	291	electronic	106	compare	232	local	149	center	9
social	282	theory	104	solar	232	sustainable	144	central	9
propose	261	time	104	load	228	community	141	collection	9
design	259	electron	103	performance	226	environmental	140	company	9
solution	258	band	102	wind	223	understand	140	consequently	9
strategy	253	compare	101	time	220	provide	139	curve	9
global	252	material	101	economic	218	investigate	136	damage	9
address	251	demonstrate	100	integrate	214	country	132	decarbonisation	9
article	246	ion	100	optimization	206	cost	129	double	9
build	238	parameter	100	simulation	206	explore	129	effectiveness	9
plan	238	transfer	100	plan	205	climate	128	frame	9
understand	235	interaction	99	solution	204	economic	123	installation	9
project	234	indicate	98	scenario	202	government	123	look	9

Особенностью алгоритма GSDMM является то, что записи кластеризуются в соответствии с распределением в них терминов, а сами термины могут встречаться в записях, принадлежащих к разным кластерам.

Более подробно темы полученных кластеров анализируются в следующем разделе.

Тематика кластеров, полученная с использованием демоверсии программы Carrot2 и алгоритма Lingo3G

Ниже представлены диаграммы распределения публикаций по темам и подтемам для каждого из 10 кластеров, полученных в предыдущем разделе. Под каждым рисунком указана выбранная субтема, по которой были выявлены публикации с высоким рейтингом. Далее следуют примеры публикаций с наивысшим рангом (определены по алгоритму lex-rank утилиты sumu) и краткое описание их содержания.

Диаграмма распределения публикаций для нулевого кластера приведена на рис. 1.

Выбрана подтема “Carbon Emission” («Выбросы углерода») темы “Energy Consumption” («Потребление энергии»), 74 публикации.

Примеры статей, соответствующих тематике кластера

Публикация “Nexus between energy consumption and carbon dioxide emission: evidence from 10 highest fossil fuel and 10 highest renewable energy-using economies” [12] («Взаимосвязь между потреблением энергии и выбросами углекислого газа: данные по 10 странам с наибольшим потреблением ископаемого топлива и 10 странам с наибольшим потреблением возобновляемых источников энергии» – перевод автора).

Краткое содержание. В исследовании рассматривается взаимосвязь между экономическим ростом, открытостью торговли, потреблением энергии, валовым накоплением капитала, ростом населения и продолжительностью жизни в 10 ведущих странах, использующих возобновляемые источники энергии (TRU) и ископаемое топливо (TFU), в период с 1991 по 2020 гг.

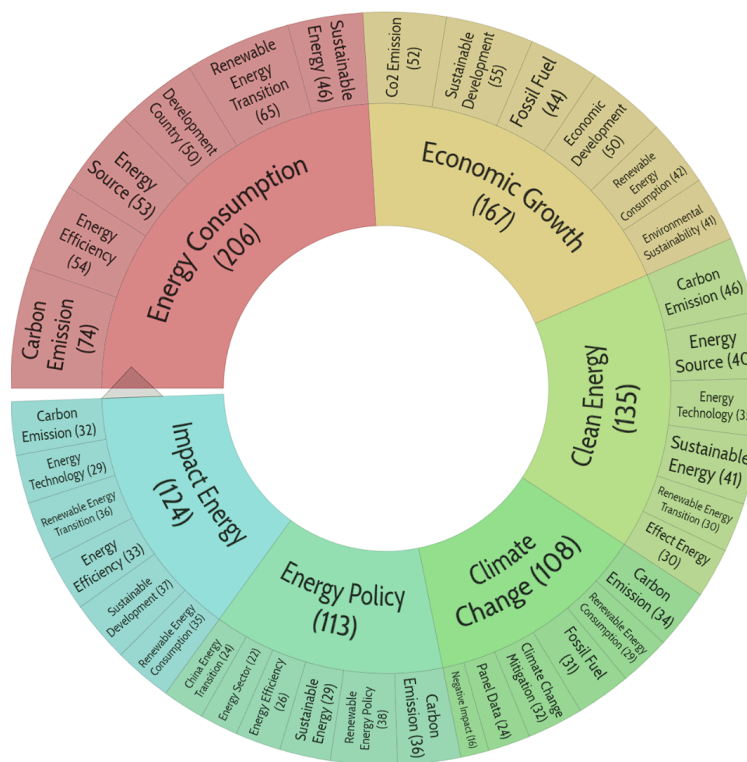


Рис. 1. Распределение публикаций по темам и подтемам для кластера 0

Fig. 1. Distribution of publications by topics and subtopics for the Cluster 0

Результаты показывают, что экономический рост, потребление ископаемого топлива, открытость торговли и валовое накопление капитала увеличивают уровень выбросов углекислого газа (CO_2) в краткосрочном периоде для стран TRU и TFU, за исключением валового накопления капитала для стран TFU. Однако экономический рост увеличивает выбросы CO_2 только для стран TRU, в то время как потребление ископаемого топлива увеличивает выбросы CO_2 для обеих групп экономик в долгосрочной перспективе. Напротив, возобновляемые источники энергии снижают выбросы CO_2 в краткосрочной и долгосрочной перспективе, а человеческий капитал – только в краткосрочной.

Публикация “Can clean energy adoption and international trade contribute to the achievement of India’s 2070 carbon neutrality agenda? Evidence using quantile ARDL

measures” [13] («Могут ли внедрение чистых источников энергии и международная торговля способствовать реализации программы углеродной нейтральности Индии на 2070 год? Доказательства с использованием квантильных показателей ARDL» – перевод автора).

Краткое содержание. Индия – одна из крупнейших развивающихся экономик мира, которая в основном характеризуется высокой энергоемкостью и зависимостью от ископаемого топлива. В данном исследовании используются как традиционные модели авторегрессии с распределенным лагом (ARDL), так и недавно разработанные квантильные модели ARDL (QARDL). Результаты ARDL показывают, что увеличение потребления возобновляемой энергии на 1% способствует сокращению выбросов CO_2 на 0,8%, в то время как экономический рост увеличивает выбросы CO_2 в долгосрочной перспективе.

Результаты QARDL показывают, что экономический рост положительно, а потребление возобновляемой энергии отрицательно влияют на выбросы CO₂

во всех квантилях выбросов CO₂.

На рис. 2 приведена диаграмма распределения публикаций для первого кластера.

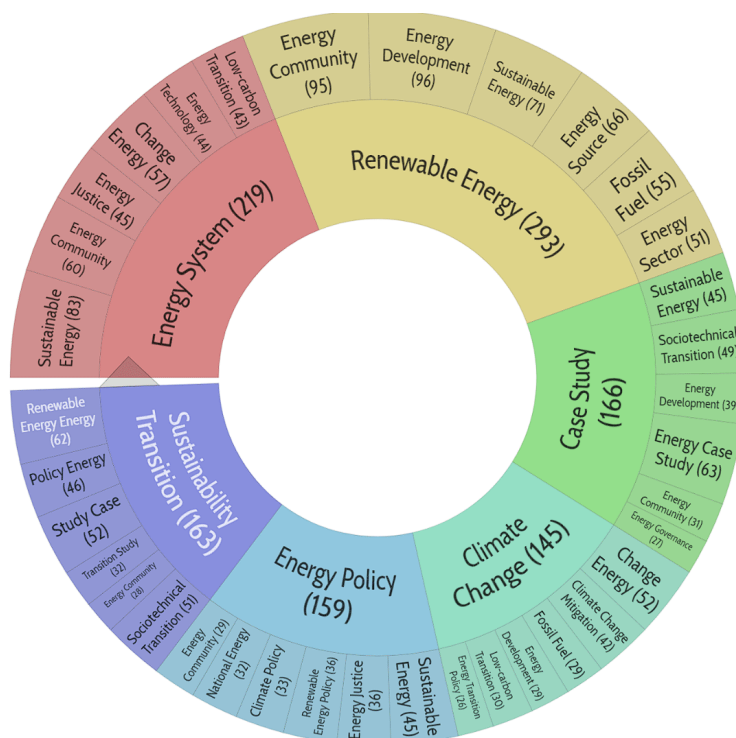


Рис. 2. Распределение публикаций по темам и подтемам для кластера 1

Fig. 2. Distribution of publications by topics and subtopics for the Cluster 1

Выбрана подтема “Sustainable Energy” («Устойчивая энергетика») темы “Energy System” («Энергетическая система»), 83 публикации.

Примеры статей, соответствующих тематике кластера

Публикация “Social innovation supports inclusive and accelerated energy transitions with appropriate governance” [14] («Социальные инновации способствуют инклюзивному и ускоренному энергетическому переходу при надлежащем управлении» – перевод автора).

Краткое содержание. В данном исследовании изучается роль социальных инноваций в ускорении перехода к устойчивой и справедливой энергетике на основе использования смешанных методов

анализа данных, полученных в результате экспертных интервью, изучения документов, экспериментов, репрезентативных опросов и опросов экспертов. Исследование позволило сделать четыре ключевых вывода: (1) понимание социальных инноваций в энергетике требует признания основных социальных практик и изменений в социальных отношениях; (2) управление, политические структуры и национальный контекст в значительной степени определяют динамику социальных инноваций; (3) на процессы социальных инноваций влияют различные политические факторы; (4) социальные инновации в энергетическом секторе, как правило, имеют сильное общественное признание среди граждан и местных сообществ.

Публикация “Toward a comprehensive framework of social innovation for climate neutrality: A systematic literature review from business/production, public policy, environmental sciences, energy, sustainability and related fields” [15] («В поисках всеобъемлющей системы социальных инноваций для обеспечения климатической нейтральности: Систематический обзор деловой литературы, ...» – перевод автора).

Краткое содержание. Социальные инновации рассматриваются как ключевой фактор, способствующий реализации мер по борьбе с изменением климата и декарбонизации. Помимо технологических инноваций, новые социальные практики

могут привести к трансформации социотехнических систем в сторону более демократичного энергетического перехода и широкого участия граждан в действиях по защите климата. В ходе анализа существующей литературы были определены следующие ключевые аспекты социальных инноваций: контекст, исходные условия, деятельность в области социальных инноваций и ее результаты.

Диаграмма распределения публикаций для второго кластера представлена на рис. 3.

Выбрана подтема “Clean Fuel” («Чистое топливо») темы “Household Energy Transition” («Энергетический переход домохозяйств»), 19 публикаций.

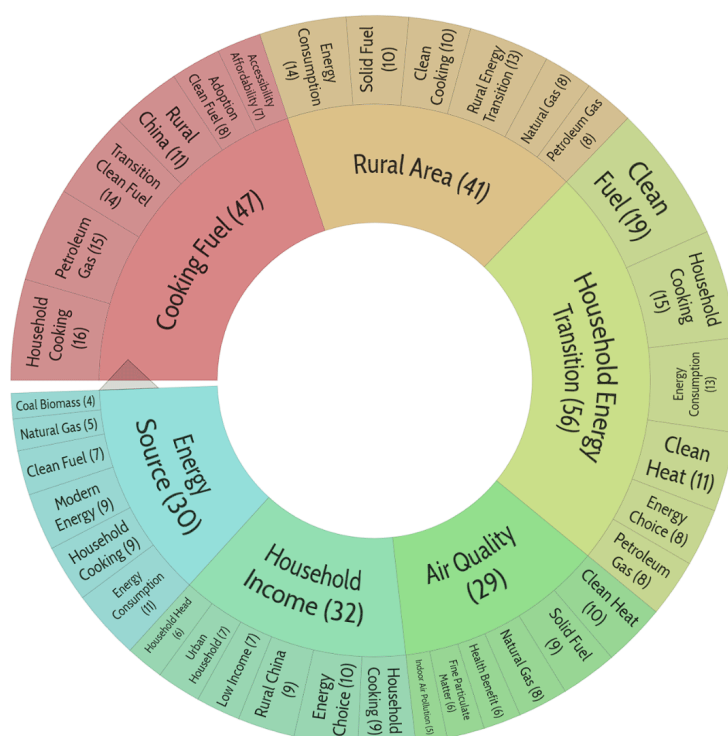


Рис. 3. Распределение публикаций по темам и подтемам для кластера 2

Fig. 3. Distribution of publications by topics and subtopics for the Cluster 2

Примеры статей, соответствующих тематике кластера

Публикация “Cooking fuel choices and subjective well-being in rural China: Implications for a complete

energy transition” [16] («Выбор топлива для приготовления пищи и субъективное благополучие в сельских районах Китая: Перспективы полного энергетического перехода» – перевод автора).

Краткое содержание. В данной работе рассматривается влияние выбора топлива для приготовления пищи на субъективное благополучие людей, измеряемое категориями счастья и удовлетворенности жизнью, с использованием данных открытого доступа из исследования динамики трудовых ресурсов Китая за 2016 год. Эмпирические результаты показывают, что полный переход на энергоснабжение значительно повышает уровень счастья и удовлетворенности жизнью. Полный энергетический переход повышает субъективное благополучие людей в восточной и центральной частях Китая, но не оказывает никакого влияния на людей в западной части страны. Переход на экологически чистое топливо также значительно улучшает субъективное самочувствие людей.

Публикация “A systematic review of household energy transition in low and

middle income countries” [17] («Систематический обзор энергетического перехода домашних хозяйств в странах с низким и средним уровнем дохода» – перевод автора).

Краткое содержание. Авторы данного исследования провели систематический обзор, в котором рассмотрели процесс принятия решений в домохозяйствах и факторы, влияющие на использование твердого топлива или отказ от него, а также переход на более чистые виды топлива и усовершенствованные плиты с использованием биомассы. На основе результатов обзора построена концептуальная схема принятия решений о потреблении энергии в быту и факторов, влияющих на них.

На рис. 4 приведена диаграмма распределения публикаций для третьего кластера.

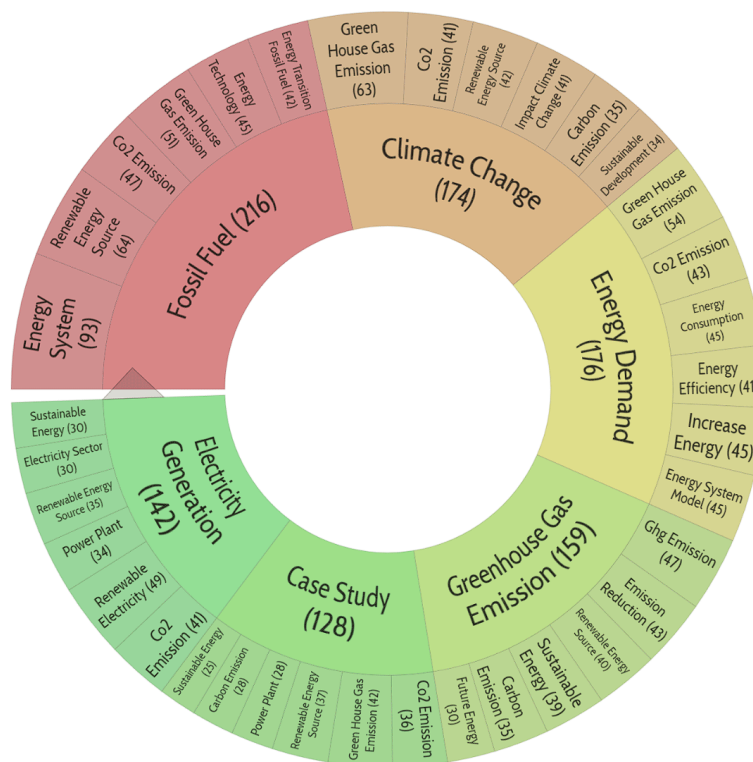


Рис. 4. Распределение публикаций по темам и подтемам для кластера 3

Fig. 4. Distribution of publications by topics and subtopics for the Cluster 3

Выбрана подтема “Energy System” («Энергетическая система») темы “Fossil Fuel” («Ископаемое топливо»), 93 публикации.

**Примеры статей,
соответствующих тематике
кластера**

Публикация “Sustainable energy transition for renewable and low carbon grid electricity generation and supply” [18] («Переход к устойчивой энергетике для производства и поставки электроэнергии из возобновляемых источников и низкоуглеродных сетей» – перевод автора).

Краткое содержание. В 2020 г. на ископаемое топливо приходилось 61,3% мирового производства электроэнергии. Переход к устойчивой энергетической системе требует политических инициатив, направленных на повышение эффективности использования невозобновляемых источников. Устойчивость энергетики лучше всего анализировать с помощью пятимерного подхода, включающего экологическую, экономическую, социальную, техническую и институциональную/политическую устойчивость. Для создания устойчивой электроэнергетической системы необходимы технологии, политика, стратегии, инфраструктура, такая как интеллектуальные сети, и модели с сочетанием возобновляемых и низкоуглеродных источников энергии.

Публикация “Pathway towards achieving 100% renewable electricity by 2050 for South Africa” [19] («Путь к достижению 100-процентной доли возобновляемой электроэнергии к 2050 г. для Южной Африки» – перевод автора).

Краткое содержание. Южная Африка переходит на экономически эффективную, не содержащую ископаемых углеродов энергетическую систему, стремясь смягчить

воздействие на климат, связанное с взаимосвязью водных и энергетических ресурсов. Ключевым вариантом для страны является отказ от энергосистем, зависящих от угля. Моделирование пяти сценариев показывает, что солнечная фотоэлектрическая и ветровая энергии могут преодолеть угольную зависимость в энергетическом секторе. Выровненная стоимость электроэнергии незначительно увеличивается с 49,2 евро/МВт-ч в 2015 г. до 50,8 евро/МВт-ч в сценарии наилучшей политики и значительно – до 104,9 евро/МВт-ч в сценарии текущей политики к 2050 г. Стоимость электроэнергии без учета затрат на выбросы парниковых газов также несколько возрастает: с 44,1 евро/МВт-ч в 2015 г. до 47,1 евро/МВт-ч в сценарии наилучшей политики и до 62,8 евро/МВт-ч в сценарии текущей политики. В сценарии наилучшей политики без учета затрат на выбросы парниковых газов 96% приходится на возобновляемые источники энергии, а оставшиеся 4% – на уголь и газовые турбины.

Диаграмма распределения публикаций для четвертого кластера представлена на рис. 5.

Выбрана подтема “Oil Gas” («Нефть Газ») темы “Fossil Fuel” («Ископаемое топливо»), 71 публикация.

**Примеры статей,
соответствующих тематике
кластера**

Публикация “The clean energy claims of BP, Chevron, ExxonMobil and Shell: A mismatch between discourse, actions and investments” [20] («Заявления BP, Chevron, ExxonMobil и Shell о чистой энергии: Несоответствие между дискурсом, действиями и инвестициями» – перевод автора).

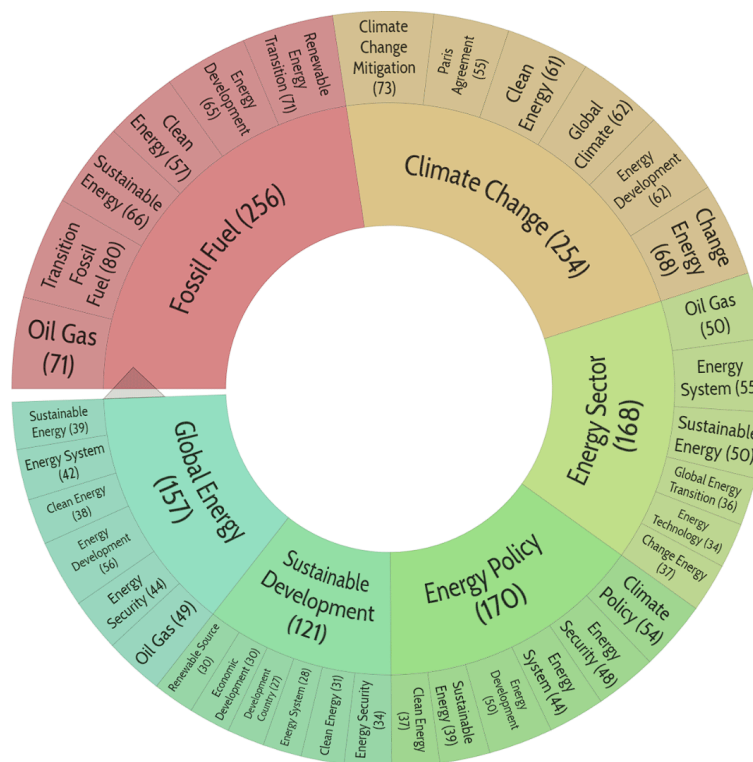


Рис. 5. Распределение публикаций по темам и подтемам для кластера 4

Fig. 5. Distribution of publications by topics and subtopics for the Cluster 4

Краткое содержание. Глобальная экономика должна быть декарбонизирована к середине столетия, чтобы избежать изменения климата, а это требует значительной трансформации бизнес-моделей, основанных на использовании ископаемого топлива. Крупнейшие компании обсуждают вопросы чистой энергетики и изменения климата, заявляют о стратегиях декарбонизации и инвестируют в альтернативные источники энергии. Данные за период 2009–2020 гг. свидетельствуют о растущей тенденции к декарбонизации и стратегиям использования чистой энергии. Однако финансовый анализ показывает сохраняющуюся зависимость от ископаемого топлива и незначительные расходы на чистую энергию. Перехода к бизнес-моделям на основе чистой энергии не происходит, поскольку масштабы инвестиций и действий не соответствуют рассуждениям.

Публикация “The Russian coal industry in an uncertain world: Finally pivoting to Asia?” [21] («Российская угольная промышленность в нестабильном мире: наконец-то поворот в Азию» – перевод автора).

Краткое содержание. В статье рассматривается российская угольная промышленность, крупнейший в мире экспортер ископаемого топлива и третий по величине экспортер угля, с использованием концепции тройной встроенности (Triple Embeddedness Framework – TEF). Оценивается способность отрасли адаптироваться к меняющимся социально-политическим и технико-экономическим условиям. Анализ показывает, что российская угольная промышленность не готовится к долгосрочным изменениям на международных рынках угля, что создает риски для местных сообществ, региональной экономики и глобальной декарбонизации.

Российские экспортеры угля пытаются ускорить свою переориентацию на Восток после введения Европейским союзом санкций в связи с СВО на Украине, а российская угольная инфраструктура

расширяется для обслуживания рынка Азиатско-Тихоокеанского региона.

На рис. 6 приведена диаграмма распределения публикаций для пятого кластера

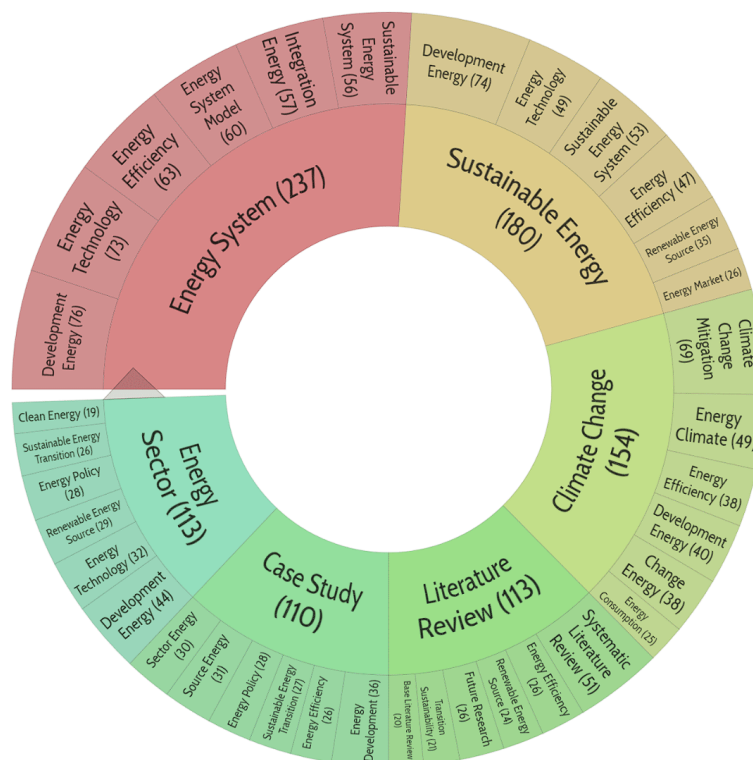


Рис. 6. Распределение публикаций по темам и подтемам для кластера 5

Fig. 6. Distribution of publications by topics and subtopics for the Cluster 5

Выбрана подтема “Development Energy” («Энергетика развития») темы “Energy System” («Энергетическая система»), 76 публикаций.

Примеры статей, соответствующих тематике кластера

Публикация “The future of the Polish energy mix in the context of social expectations” [22] («Будущее энергетического баланса Польши в контексте социальных ожиданий» – перевод автора).

Краткое содержание. Авторы провели исследование, чтобы определить, готовы ли местные власти к формированию содержательной энергетической политики

в соответствии с польской энергетической политикой и региональными условиями, учитывая мнение жителей региона. Авторы обнаружили, что не существует комплексных исследований мнений представителей местных органов власти об энергетической политике. Исследование показало, что хотя большинству респондентов известны предположения о польской энергетической политике до 2030 года, почти четверть не осознает, что политика изменится в ближайшем будущем. Большинство респондентов считают, что польское правительство должно подготовить соответствующую информационную кампанию, связанную с энергетической политикой.

Авторы предлагают повысить осведомленность населения, чтобы сформировать энергетическую экономику регионов. Исследование также выявило предпочтения представителей местных органов власти относительно оптимального энергетического баланса в Польше и их субъективную оценку общественного мнения относительно ожидаемой направленности энергетической политики.

Публикация “Open data and energy analytics – An analysis of essential information for energy system planning, design and operation” [23] («Открытые данные и энергетическая аналитика – анализ необходимой информации для планирования, проектирования и эксплуатации энергосистем» – перевод автора).

Краткое содержание. Энергетический переход трансформирует глобальные и национальные энергетические системы, требуя эффективных стратегий принятия решений. В данной статье анализируются

открытые энергетические модели и данные, выделяется важная информация для междисциплинарных исследований. В ней освещаются ключевые концепции и перспективы моделирования, которые влияют на планирование, проектирование и эксплуатацию энергетических систем. Экосистемы взаимодействующих открытых данных и моделей имеют решающее значение для разработки энергетических услуг и технологий следующего поколения. Инновационные бизнес-модели требуют прозрачного мониторинга, проверки и отслеживания эффективности на разных уровнях.

Диаграммы распределения публикаций для шестого и седьмого кластеров представлены на рис. 7 и 8. Публикации кластера 6 не имеют прямого отношения к процессу энергетического перехода. Они касаются вопросов физических низкоэнергетических переходов и в данной статье не анализируются.

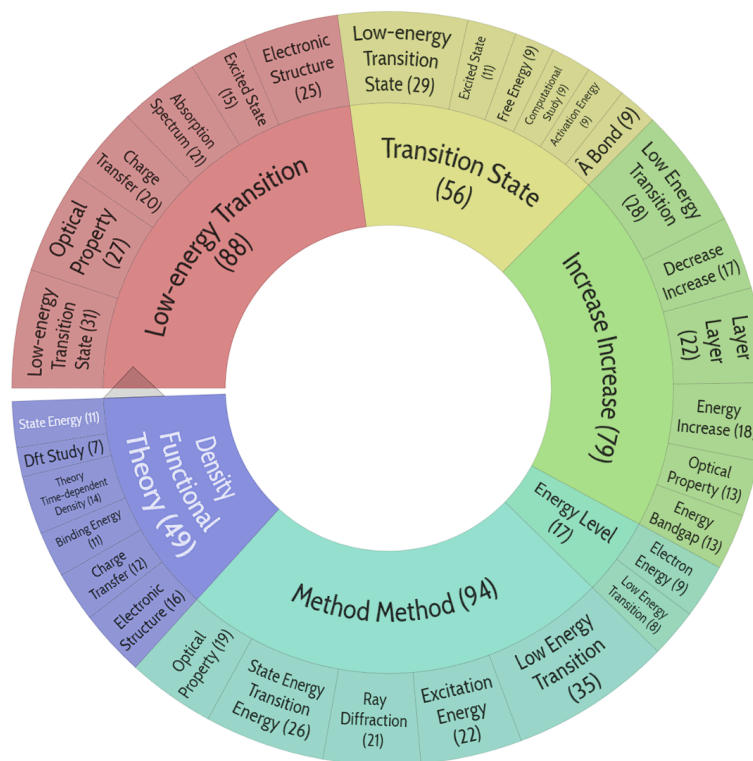


Рис. 7. Распределение публикаций по темам и подтемам для кластера 6

Fig. 7. Distribution of publications by topics and subtopics for the Cluster 6

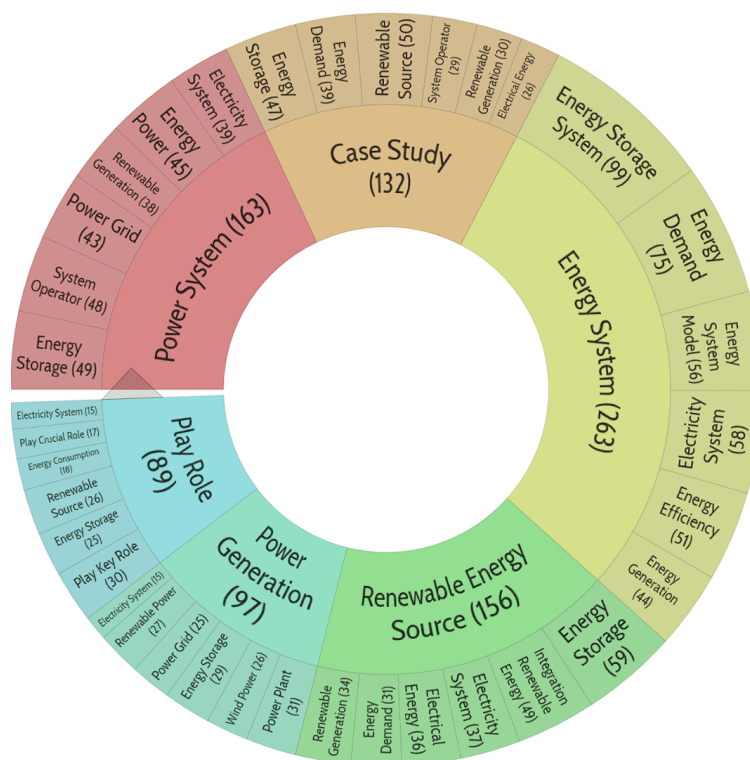


Рис. 8. Распределение публикаций по темам и подтемам для кластера 7

Fig. 8. Distribution of publications by topics and subtopics for the Cluster 7

Выбрана подтема “Energy Storage System” («Система накопления энергии») темы “Energy System” («Энергетическая система»), 99 публикаций.

Примеры статей, соответствующих тематике кластера

Публикация. “Battery storage configuration of AC/DC hybrid distribution networks” [24] («Конфигурация аккумуляторных батарей в гибридных распределительных сетях переменного/постоянного тока» – перевод автора).

Краткое содержание. Нестабильность возобновляемых источников энергии создает проблемы для устойчивого функционирования энергосистемы. Аккумуляторные системы хранения энергии (BESS) в распределительных сетях переменного/постоянного тока могут эффективно решить эти проблемы.

В данной работе предлагается двух-уровневая оптимизационная модель распределения энергии BESS для гибридных сетей AC/DC с целью решения задач технико-экономической оптимизации. Результаты моделирования показывают, что согласованная работа BESS и гибридных сетей AC/DC может эффективно подавить колебания напряжения и улучшить показатель эффективности BESS на протяжении всего жизненного цикла.

Публикация “Hybrid energy storage design and dispatch strategy evaluation with sensitivity analysis: Techno-economic-environmental assessment” [25] («Разработка гибридных накопителей энергии и оценка стратегии диспетчеризации с помощью анализа чувствительности: технико-экономическая и экологическая оценка» – перевод автора).

Краткое содержание. Целью данного исследования являлась разработка оптимизированной гибридной системы накопления энергии с использованием аккумуляторов и суперконденсаторов для объединения с крупномасштабной солнечной фотоэлектрической системой. В исследовании оцениваются две стратегии диспетчеризации – следование нагрузке и циклическая зарядка – для трех различных конфигураций энергосистемы. В исследо-

вании используются локализованные данные о потреблении энергии в условиях Малайзии. Предложенная система показывает 30-процентное улучшение годовой пропускной способности при диспетчеризации с учетом нагрузки и позволяет увеличить долю возобновляемых источников энергии на 5%.

На рис. 9 приведена диаграмма распределения публикаций для восьмого кластера

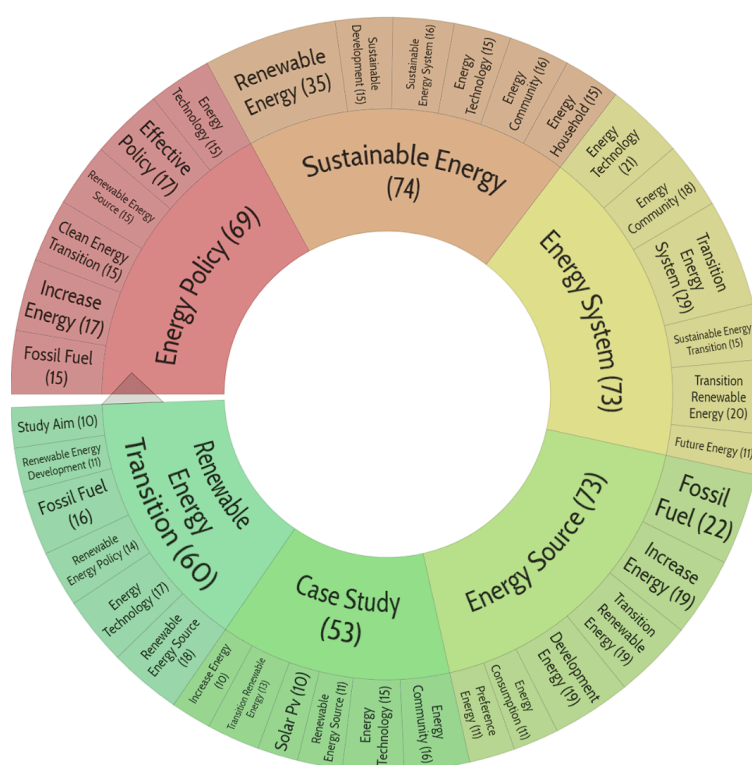


Рис. 9. Распределение публикаций по темам и подтемам для кластера 8

Fig. 9. Distribution of publications by topics and subtopics for the Cluster 8

Выбрана подтема “Renewable Energy” («Возобновляемая энергия») темы “Sustainable Energy” («Устойчивая энергетика»), 35 публикаций.

Примеры статей, соответствующих тематике кластера

Публикация “Sustainable energy transition and circular economy: The heterogeneity of potential investors in rural

community renewable energy projects” [26] («Устойчивый энергетический переход и экономика замкнутого цикла: неоднородность потенциальных инвесторов в проекты по возобновляемой энергетике в сельских общинах» – перевод автора).

Краткое содержание. В данной статье анализируется готовность инвестирования в возобновляемые источники энергии в небольшой галисийской деревне.

Исследование сосредоточено на различных финансовых, социально-демографических и социально-психологических особенностях населения. Результаты показывают неоднородность индивидуальных установок и опасений, которые влияют на готовность инвестирования в проекты по возобновляемым источникам энергии в сельской местности. Исследование показывает, что организаторы проектов и политики должны учитывать эти факторы при разработке стимулов и стратегий, направленных на развитие возобновляемой энергетики в сельской местности.

Публикация “On the future(s) of energy communities in the German energy transition: A derivation of transformation pathways” [27] («О будущем энергетических сообществ в условиях энергетического перехода в Германии: определение путей трансформации» – перевод автора).

Краткое содержание. Европейский Союз стремится к активному участию

граждан в устойчивом энергетическом переходе, особенно в энергетических сообществах, для успешного преобразования энергетической системы. В настоящее время энергетические сообщества в Европе невелики. В данной работе была представлена модель для изучения участия граждан в энергетическом переходе в Германии. Данные для модели были получены на основе тематических исследований, интервью и опросов. Текущие тенденции свидетельствуют о том, что переход на основе энергетических сообществ, основанный на участии граждан, может оказаться неуспешным. В статье делается вывод, что для активного участия различных социальных групп в производстве энергии необходимо изменить ряд условий, таких как отмена мешающих нормативных актов и расширение схем финансовой поддержки для низших социально-экономических групп.

Диаграмма распределения публикаций для девятого кластера представлена на рис. 10.

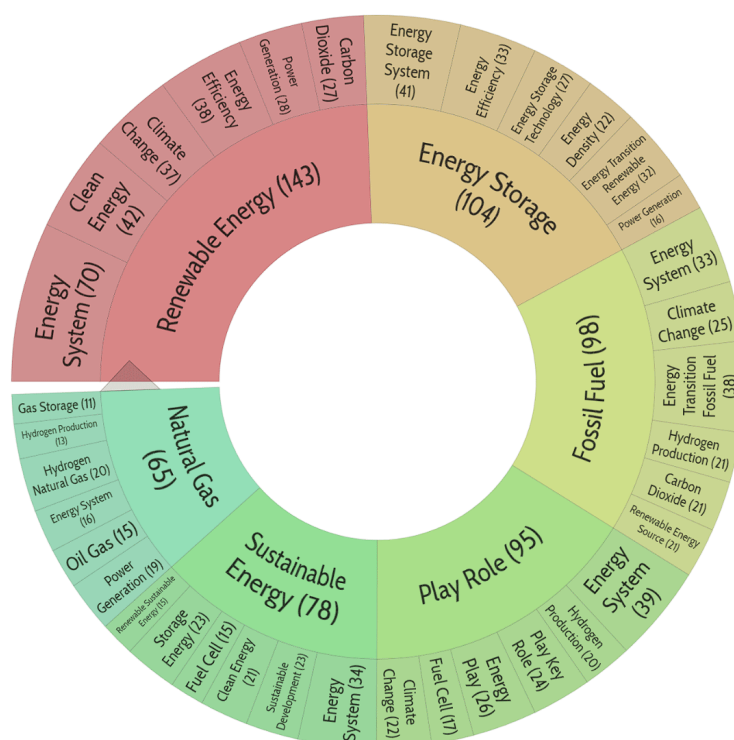


Рис. 10. Распределение публикаций по темам и подтемам для кластера 9

Fig. 10. Distribution of publications by topics and subtopics for the Cluster 9

Выбрана подтема “Energy System” («Энергетическая система?») темы “Renewable Energy” («Возобновляемая энергия»), 35 публикаций.

**Примеры статей,
соответствующих тематике
кластера**

Публикация “Study on performance of a green hydrogen production system integrated with the thermally activated cooling” [28] («Исследование эффективности системы производства «зеленого водорода», интегрированной с термически контролируемым охлаждением» – перевод автора).

Краткое содержание. Возобновляемые источники энергии играют все более важную роль в мировом электроснабжении, однако для крупномасштабного производства требуются экологически безопасные системы хранения энергии. «Зеленый водород» является перспективным вариантом благодаря высокой плотности энергии, незначительной массе, распространенности в окружающей среде и отсутствию парниковых газов. В данной статье представлена численная модель системы производства «зеленого водорода» с использованием теплового накопителя, рекупирующего тепло, генерируемое всей системой.

Публикация “Taxonomy of the fuels in a whole-energy system” [29] («Таксономия видов топлива в комплексной энергетической системе» – перевод автора).

Краткое содержание. В статье приводится обзор научной литературы, терминологии стандарта ISO и предлагаются новые определения синтетического топлива, электротоплива и альтернативных видов топлива. Синтетическое топливо – это жидкое топливо, получаемое путем

газификации угля, природного газа или биомассы. Электротопливо аккумулирует электроэнергию в химических соединениях, а альтернативное топливо используется в качестве заменителя ископаемых источников нефти при производстве энергии.

Примечание: данная статья, опубликованная в журнале Frontiers in Energy Research, представляет собой всеобъемлющий обзор темы, указанной в ее названии, изложенной в терминах, характерных для статей в подкластере “Renewable Energy” AND “Energy System”, которые алгоритм sumu классифицировал как «термины, отражающие тему подкластера».

Аналогичным образом подходящие тема и подтема могут быть выбраны в соответствии с интересами конкретного эксперта в данной области.

Выводы

Актуальные темы публикаций связаны с системными проблемами энергетических комплексов, включая интеграцию различных видов источников энергии, систем хранения энергии, таких как «зеленый водород» и «аккумуляторы», и оптимизацию их работы. Это согласуется с трактовкой энергетического перехода, который определяется как переход от ископаемых источников энергии к возобновляемым.

В публикациях на рассматриваемую тему большое внимание уделяется социальным аспектам энергетического перехода, что особенно актуально для сельских районов и регионов с низким уровнем экономического развития. Без финансирования и создания инфраструктуры, необходимой для местных энергетических сообществ, они могут отвергнуть энергетический переход.

Переход на более чистые и безопасные для здоровья источники энергии для отопления и приготовления пищи – одна из главных задач, стоящих перед домохозяйствами. Вопрос в том, как и за счет каких ресурсов эти благие намерения будут реализованы.

Актуальную тему будущего исследования можно сформулировать следующим образом: создание и финансирование разномасштабных энергетических систем, учитывающих

социальные и экономические возможности местных сообществ.

Перспектива исследования:

– проанализировать возможность использования других методов построения словаря для алгоритма GSDMM и предварительной обработки текста;

– проанализировать вопрос системной интеграции в исследованиях в сфере энергетики, возникающий в период энергетического перехода.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *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>
2. *Mazarura J., de Waal A.* A comparison of the performance of latent Dirichlet allocation and the Dirichlet multinomial mixture model on short text // 2016 Pattern Recognition Association of South Africa and Robotics and Mechatronics International Conference (PRASA-RobMech), Stellenbosch, South Africa, 30 November – 2 December 2016. <https://doi.org/10.1109/RoboMech.2016.7813155>
3. *Abdelmotaleb H., Wojtys M., McNeile C.* A comparison of a novel optimized GSDMM Model with K-means clustering for topic modelling of free text // Journal of Machine Intelligence and Data Science. 2023. Vol. 4. P. 52–62. <https://doi.org/10.11159/jmids.2023.07>
4. *Agarwal N., Sikka G., Awasthi L.K.* Evaluation of web service clustering using Dirichlet Multinomial Mixture model based approach for Dimensionality Reduction in service representation // Information Processing & Management. 2020. Vol. 57, No. 4. P. 102238. <https://doi.org/10.1016/j.ipm.2020.102238>
5. *Chigarev B.* Social aspects in Energy Research & Social Science journal publications for 2019–2023. Bibliometric analysis // Preprints. 2023. <https://doi.org/10.20944/preprints202309.0744.v1>
6. *Osiński S., Stefanowski J., Weiss D.* Lingo: Search results clustering algorithm based on singular value decomposition // Advances in Soft Computing. 2004. Vol. 25. P. 359–368. https://doi.org/10.1007/978-3-540-39985-8_37
7. *Mustikasari D.* Analisis tema skripsi mahasiswa menggunakan document clustering dengan algoritma Lingo [Analysis of student thesis themes using document clustering with Lingo algorithm] // KINETIK. 2017. Vol. 2, No. 2. P. 131–140. <https://doi.org/10.22219/kinetik.v2i2.180>
8. *Mustika D., Adjii T.B., Kadir A.* Analisis potensi daerah melalui metode document clustering Laporan pelaksanaan kegiatan Kuliah kerja nyata-pembelajaran pemberdayaan masyarakat [Analyzing regional potential through document clustering method: Report on the implementation of learning

activities. Lecture on the real work – community empowerment] // Jurnal Edukasi dan Penelitian Informatika. 2015. Vol. 1, No. 1. <https://doi.org/10.26418/jp.v1i1.9978>

9. Rama Rao G., Avaniketh, Prudvini Ch. et al. News text summarization based on multi-feature and fuzzy logic // International Journal of Advanced Research in Science, Communication and Technology. 2020. Vol. 3, No. 1. P. 47–51. <https://doi.org/10.48175/IJARSCT-6213>

10. Yin J., Wang J. A Dirichlet multinomial mixture model-based approach for short text clustering // Proceedings of the 20th ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining. New York: Association for Computer Machinery, 2014. P. 233–242. <https://doi.org/10.1145/2623330.2623715>

11. Cunningham H., Tablan V., Roberts A., Bontcheva K. Getting more out of biomedical documents with GATE's full lifecycle open source text analytics // PLoS Computational Biology. 2013. Vol. 9, No. 2. P. e1002854. <https://doi.org/10.1371/journal.pcbi.1002854>

12. Ali M., Seraj M. Nexus between energy consumption and carbon dioxide emission: evidence from 10 highest fossil fuel and 10 highest renewable energy-using economies // Environmental Science and Pollution Research. 2022. Vol. 29, No. 58. P. 87901–87922. <https://doi.org/10.1007/s11356-022-21900-9>

13. Das N., Murshed M., Rej S. et al. Can clean energy adoption and international trade contribute to the achievement of India's 2070 carbon neutrality agenda? Evidence using quantile ARDL measures // International Journal of Sustainable Development & World Ecology. 2023. Vol. 30, No. 3. P. 262–277. <https://doi.org/10.1080/13504509.2022.2139780>

14. Sovacool B.K., Brugger H., Brunzema I. et al. Social innovation supports inclusive and accelerated energy transitions with appropriate governance // Communications Earth & Environment. 2023. Vol. 4, No. 1. P. 289. <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00952-w>

15. Bresciani S., Rizzo F., Deserti A. Toward a comprehensive framework of social innovation for climate neutrality: A systematic literature review from business/production, public policy, environmental sciences, energy, sustainability and related fields // Sustainability. 2022. Vol. 14, No. 21. P. 13793. <https://doi.org/10.3390/su142113793>

16. Ma W., Vatsa P., Zheng H. Cooking fuel choices and subjective well-being in rural China: Implications for a complete energy transition // Energy Policy. 2022. Vol. 165. P. 112992. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112992>

17. Guta D., Baumgartner J., Jack D. et al. A systematic review of household energy transition in low and middle income countries // Energy Research & Social Science. 2022. Vol. 86. P. 102463. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102463>

18. Kabeyi M.J.B., Olanrewaju O.A. Sustainable energy transition for renewable and low carbon grid electricity generation and supply // Frontiers in Energy Research. 2022. Vol. 9. P. 743114. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.743114>

19. Oyewo A.S., Aghahosseini A., Ram M. et al. Pathway towards achieving 100% renewable electricity by 2050 for South Africa // Solar Energy. 2019. Vol. 191. P. 549–565. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.09.039>

20. Li M., Trencher G., Asuka J. The clean energy claims of BP, Chevron, ExxonMobil and Shell: A mismatch between discourse, actions and investments // PLoS ONE. 2022. Vol. 17, No. 2. P. e0263596. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0263596>

21. *Overland I., Loginova J.* The Russian coal industry in an uncertain world: Finally pivoting to Asia? // *Energy Research & Social Science*. 2023. Vol. 102. P. 103150. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103150>
22. *Drożdż W., Mróz-Malik O., Kopiczko M.* The future of the Polish energy mix in the context of social expectations // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 17. P. 5341. <https://doi.org/10.3390/en14175341>
23. *Manfred M., Nastasi B., Groppi D., Astiaso Garcia D.* Open data and energy analytics – An analysis of essential information for energy system planning, design and operation // *Energy*. 2020. Vol. 213. P. 118803. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118803>
24. *Meng H., Jia H., Xu T. et al.* Battery storage configuration of AC/DC hybrid distribution networks // *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2023. Vol. 9, No. 3. P. 859–872. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.07630>
25. *Citalingam K., Go Y.I.* Hybrid energy storage design and dispatch strategy evaluation with sensitivity analysis: Techno-economic-environmental assessment // *Energy Storage*. 2022. Vol. 4, No. 5. P. e353. <https://doi.org/10.1002/est2.353>
26. *Romero-Castro N., Ángeles López-Cabarcos M., Miramontes-Viña V., Ribeiro-Soriano D.* Sustainable energy transition and circular economy: The heterogeneity of potential investors in rural community renewable energy projects // *Environment, Development and Sustainability*. 2023. <https://doi.org/10.1007/s10668-022-02898-z>
27. *Broska L.H., Vögele S., Shamon H., Wittenberg I.* On the future(s) of energy communities in the German energy transition: A derivation of transformation pathways // *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No. 6. P. 3169. <https://doi.org/10.3390/su14063169>
28. *Moulebe L.P., Touati A., Akpoviro E.O., Rabbah N.* Study on performance of a green hydrogen production system integrated with the thermally activated cooling // *Acta Innovations*. 2022. No. 47. P. 5–19. <https://doi.org/10.32933/ActaInnovations.47.1>
29. *Rixhon X., Limpens G., Jeanmart H., Contino F.* Taxonomy of the fuels in a whole-energy system // *Frontiers in Energy Research*. 2021. Vol. 9. P. 660073. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.660073>

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

Поступила в редакцию 26.02.2024

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

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art5>

Identification of topical issues of the energy transition in publications of the scientific content aggregator Scilit. Part 2. Clustering of publications

B.N. Chigarev ✉

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

Abstract. *Background.* The access of Russian researchers to Scopus and Web of Science has become restricted, so the use of open reference databases becomes relevant. *Objective.* Identification of topical problems of energy transition in publications presented in Scilit, a content aggregator for scientific publications with free access. *Materials and methods.* The study utilized 10,121 bibliometric records of articles from 2019–2023. Publications were systematized using Gibbs sampling algorithm for Dirichlet mixture model. The topics of publications within the obtained clusters were analyzed using the demo version of the Carrot2 program. Publications were ranked using the sumy utility with the lex-rank algorithm. *Results.* The identified topical topics are devoted to systemic problems of energy complexes, including integration of different sources of energy generation, energy storage in “accumulators” or “green hydrogen” and optimization of their operation. Much attention is paid to the social aspects of the energy transition, especially relevant for rural areas and regions with a low level of economic development. *Conclusions.* Without financial support and appropriate infrastructure for local energy communities, the energy transition may be rejected by them. Households should be encouraged to use cleaner energy sources that are less harmful to health and the environment.

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 2. Clustering of publications. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 2. P. 174–199. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art5>

✉ Boris N. Chigarev, e-mail: 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. 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>
2. Mazarura J., de Waal A. A comparison of the performance of latent Dirichlet allocation and the Dirichlet multinomial mixture model on short text. In: *2016 Pattern Recognition Association of South Africa and Robotics and Mechatronics International Conference (PRASA-RobMech)*, Stellenbosch, South Africa, 30 November – 2 December 2016. <https://doi.org/10.1109/RoboMech.2016.7813155>
3. Abdelmotaleb H., Wojtys M., McNeile C. A comparison of a novel optimized GSDMM Model with K-means clustering for topic modelling of free text. *Journal of Machine Intelligence and Data Science*. 2023. Vol. 4. P. 52–62. <https://doi.org/10.11159/jmids.2023.07>
4. Agarwal N., Sikka G., Awasthi L.K. Evaluation of web service clustering using Dirichlet Multinomial Mixture model based approach for Dimensionality Reduction in service representation. *Information Processing & Management*. 2020. Vol. 57, No. 4. P. 102238. <https://doi.org/10.1016/j.ipm.2020.102238>
5. Chigarev B. Social aspects in Energy Research & Social Science journal publications for 2019–2023. Bibliometric analysis. *Preprints*. 2023. <https://doi.org/10.20944/preprints202309.0744.v1>
6. Osiński S., Stefanowski J., Weiss D. Lingo: Search results clustering algorithm based on singular value decomposition. *Advances in Soft Computing*. 2004. Vol. 25. P. 359–368. https://doi.org/10.1007/978-3-540-39985-8_37
7. Mustikasari D. Analisis tema skripsi mahasiswa menggunakan document clustering dengan algoritma Lingo [Analysis of student thesis themes using document clustering with Lingo algorithm] // *KINETIK*. 2017. Vol. 2, No. 2. P. 131–140. <https://doi.org/10.22219/kinetik.v2i2.180>
8. Mustika D., Adjil T.B., Kadir A. Analisis potensi daerah melalui metode document clustering Laporan pelaksanaan kegiatan Kuliah kerja nyata-pembelajaran pemberdayaan masyarakat [Analyzing regional potential through document clustering method: Report on the implementation of learning activities. Lecture on the real work – community empowerment]. *Jurnal Edukasi dan Penelitian Informatika*. 2015. Vol. 1, No. 1. <https://doi.org/10.26418/jp.v1i1.9978>
9. Rama Rao G., Avaniketh, Prudvini Ch. et al. News text summarization based on multi-feature and fuzzy logic. *International Journal of Advanced Research in Science, Communication and Technology*. 2020. Vol. 3, No. 1. P. 47–51. <https://doi.org/10.48175/IJARSCT-6213>
10. Yin J., Wang J. A Dirichlet multinomial mixture model-based approach for short text clustering. In: *Proceedings of the 20th ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*. New York: Association for Computer Machinery, 2014. P. 233–242. <https://doi.org/10.1145/2623330.2623715>
11. Cunningham H., Tablan V., Roberts A., Bontcheva K. Getting more out of biomedical documents with GATE's full lifecycle open source text analytics. *PLoS Computational Biology*. 2013. Vol. 9, No. 2. P. e1002854. <https://doi.org/10.1371/journal.pcbi.1002854>

12. Ali M., Seraj M. Nexus between energy consumption and carbon dioxide emission: evidence from 10 highest fossil fuel and 10 highest renewable energy-using economies. *Environmental Science and Pollution Research*. 2022. Vol. 29, No. 58. P. 87901–87922. <https://doi.org/10.1007/s11356-022-21900-9>
13. Das N., Murshed M., Rej S. et al. Can clean energy adoption and international trade contribute to the achievement of India's 2070 carbon neutrality agenda? Evidence using quantile ARDL measures. *International Journal of Sustainable Development & World Ecology*. 2023. Vol. 30, No. 3. P. 262–277. <https://doi.org/10.1080/13504509.2022.2139780>
14. Sovacool B.K., Brugger H., Brunzema I. et al. Social innovation supports inclusive and accelerated energy transitions with appropriate governance. *Communications Earth & Environment*. 2023. Vol. 4, No. 1. P. 289. <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00952-w>
15. Bresciani S., Rizzo F., Deserti A. Toward a comprehensive framework of social innovation for climate neutrality: A systematic literature review from business/production, public policy, environmental sciences, energy, sustainability and related fields. *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No. 21. P. 13793. <https://doi.org/10.3390/su142113793>
16. Ma W., Vatsa P., Zheng H. Cooking fuel choices and subjective well-being in rural China: Implications for a complete energy transition. *Energy Policy*. 2022. Vol. 165. P. 112992. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112992>
17. Guta D., Baumgartner J., Jack D. et al. A systematic review of household energy transition in low and middle income countries. *Energy Research & Social Science*. 2022. Vol. 86. P. 102463. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102463>
18. Kabeyi M.J.B., Olanrewaju O.A. Sustainable energy transition for renewable and low carbon grid electricity generation and supply. *Frontiers in Energy Research*. 2022. Vol. 9. P. 743114. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.743114>
19. Oyewo A.S., Aghahosseini A., Ram M. et al. Pathway towards achieving 100% renewable electricity by 2050 for South Africa. *Solar Energy*. 2019. Vol. 191. P. 549–565. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.09.039>
20. Li M., Trencher G., Asuka J. The clean energy claims of BP, Chevron, ExxonMobil and Shell: A mismatch between discourse, actions and investments. *PLoS ONE*. 2022. Vol. 17, No. 2. P. e0263596. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0263596>
21. Overland I., Loginova J. The Russian coal industry in an uncertain world: Finally pivoting to Asia? *Energy Research & Social Science*. 2023. Vol. 102. P. 103150. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103150>
22. Drożdż W., Mróz-Malik O., Kopiczko M. The future of the Polish energy mix in the context of social expectations. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 17. P. 5341. <https://doi.org/10.3390/en14175341>
23. Manfren M., Nastasi B., Groppi D., Astiaso Garcia D. Open data and energy analytics – An analysis of essential information for energy system planning, design and operation. *Energy*. 2020. Vol. 213. P. 118803. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118803>
24. Meng H., Jia H., Xu T. et al. Battery storage configuration of AC/DC hybrid distribution networks. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2023. Vol. 9, No. 3. P. 859–872. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.07630>

25. Citalingam K., Go Y.I. Hybrid energy storage design and dispatch strategy evaluation with sensitivity analysis: Techno-economic-environmental assessment. *Energy Storage*. 2022. Vol. 4, No. 5. P. e353. <https://doi.org/10.1002/est2.353>
26. Romero-Castro N., Ángeles López-Cabarcos M., Miramontes-Viña V., Ribeiro-Soriano D. Sustainable energy transition and circular economy: The heterogeneity of potential investors in rural community renewable energy projects. *Environment, Development and Sustainability*. 2023. <https://doi.org/10.1007/s10668-022-02898-z>
27. Broska L.H., Vögele S., Shamon H., Wittenberg I. On the future(s) of energy communities in the German energy transition: A derivation of transformation pathways. *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No 6. P. 3169. <https://doi.org/10.3390/su14063169>
28. Moulebe L.P., Touati A., Akpoviro E.O., Rabbah N. Study on performance of a green hydrogen production system integrated with the thermally activated cooling. *Acta Innovations*. 2022. No. 47. P. 5–19. <https://doi.org/10.32933/ActaInnovations.47.1>
29. Rixhon X., Limpens G., Jeanmart H., Contino F. Taxonomy of the fuels in a whole-energy system. *Frontiers in Energy Research*. 2021. Vol. 9. P. 660073. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.660073>

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

Received 26.02.2024