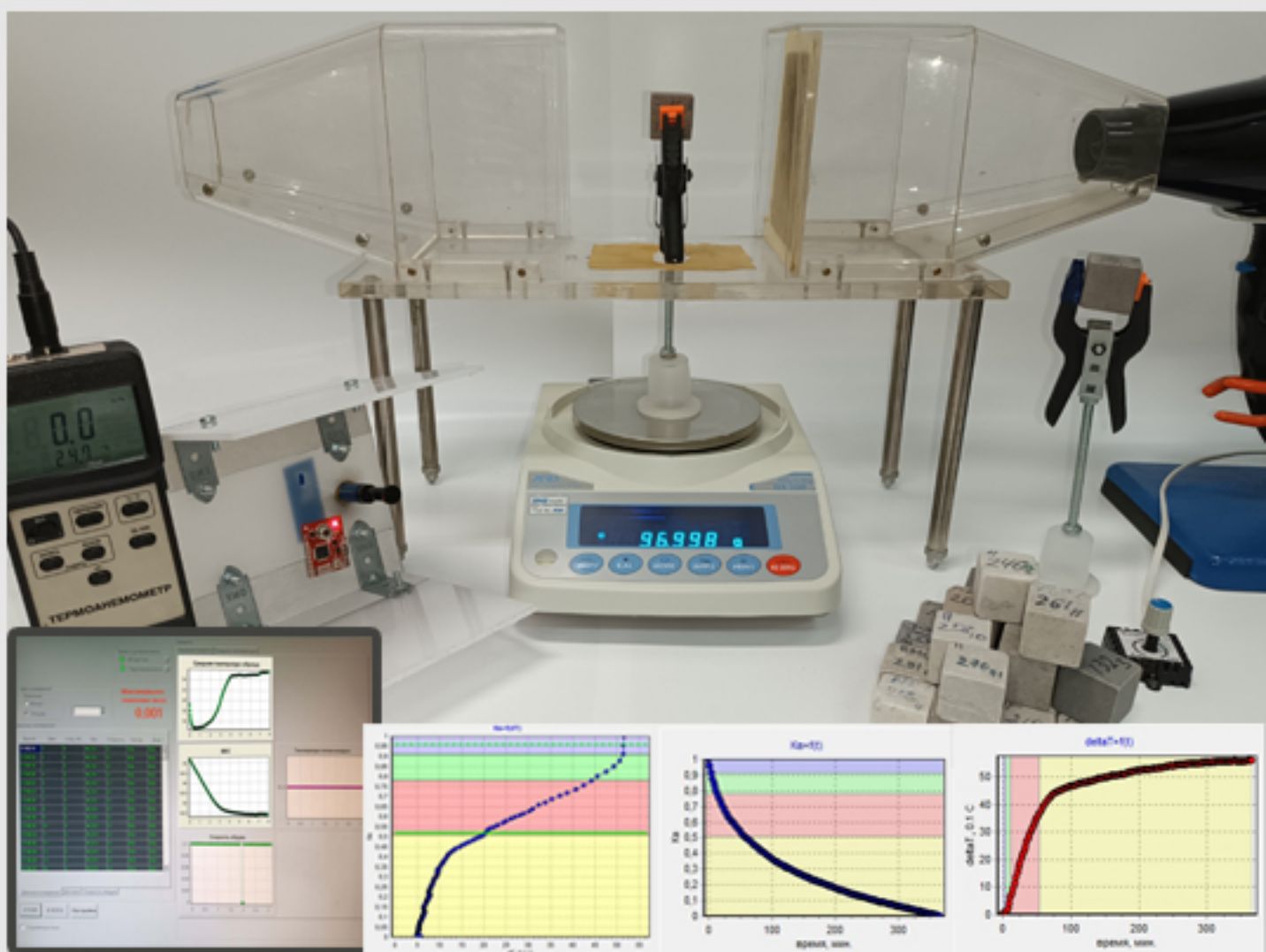


АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Научное сетевое издание

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук



Scientific online journal

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

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

И.о. главного редактора

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

Редакционный совет

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

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

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

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

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

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

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

Скоробогатов В.А., д. г.-м. наук, 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. наук, ИПНГ РАН, Москва, Россия

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

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

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

Редакция

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

Адрес редакции:

119333, РФ, Москва, ул. Губкина, д. 3

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

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Свидетельство о регистрации Эл № ФС77-67021

от 16 сентября 2016 года.

Издание открытого доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.

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

Издание индексируется в РИНЦ.

Входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК (научные специальности 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

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

Дизайн обложки: П. Селиверстова

Фото обложки: М. Большаков (Установка аспирационной термомассометрии для определения форм и видов связи флюида с породой, лаборатория трудноизвлекаемых запасов углеводородов)

Содержание

1(40) 2023

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

- Самохвалов Н.И., Коваленко К.В., Зарипова Л.Ф., Скибицкая Н.А., Марутян О.О.** Информативность методов ядерного магнитного резонанса и прямоточной капиллярной пропитки для определения динамической пористости газонасыщенных коллекторов **3**

- Синица Н.В., Прищепа О.М.** Концептуальная модель формирования зоны нефтегазоаккумуляции в пределах палеозойского основания юго-востока Западно-Сибирского бассейна **14**

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

- Кондрашев О.Ф.** Контактные явления при водоизоляции **27**

Современные проблемы нефтегазопромысловой гидрогеологии

- Глотов В.Е.** Особенности распространения и перспективы открытия скоплений водорода в газах подземных вод Северо-Востока России **36**

Экологический мониторинг и промышленная безопасность нефтегазовых объектов

- Кравцова В.И., Зимин М.В.** Исследование эволюции участков нефтяных разливов по космическим снимкам высокого разрешения на примере Самотлорского месторождения **45**

Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли

- Чигарев Б.Н.** Выявление и анализ перспективной задачи исследования по теме «Цифровая трансформация нефтегазового сектора» **67**

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)

Acting Editor-in-Chief

Zakirov Ernest S., D.Sc. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Editorial Council

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

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

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

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

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

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

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

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

Editorial Board

Abukova L.A. – D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Editorial Staff

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

Editorial address:

3, Gubkin Street, Moscow,
Russian Federation, 119333

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

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate EI No. FS77-67021

from 16 September 2016.

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

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

Indexed in the Russian Science Citation Index.

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

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

Cover design: P. Seliverstova

Cover photo: M. Bolshakov (Aspiration thermal massometry
unit for determining forms and types of fluid–rock interaction,
Laboratory for Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves)

Contents

1(40) 2023

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

**Samokhvalov N.I., Kovalenko K.V., Zaripova L.F., Skibitskaya N.A.,
Marutyan O.O.** Informativeness of nuclear magnetic resonance
and direct-flow capillary imbibition methods for determining
dynamic porosity of gas-saturated reservoirs

3

Sinita N.V., Prishchepa O.M. A conceptual model for
the formation of oil and gas accumulation zone within the
Paleozoic basement of the southeastern West Siberian basin

14

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

Kondrashev O.F. Contact phenomena during water insulation

27

Current issues of oil and gas hydrogeology

Glotov V.E. Distribution features and discovery prospects of
hydrogen accumulations in the groundwater gases of the
North-East of Russia

36

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

Kravtsova V.I., Zimin M.V. Study of the evolution of oil spill
sites based on high-resolution satellite images: the case of
the Samotlor field

45

Strategic planning issues of oil and gas industry

Chigarev B.N. Identification and analysis of the actual research
issue of “Digital transformation of the oil and gas sector”

67

Информативность методов ядерного магнитного резонанса и прямоточной капиллярной пропитки для определения динамической пористости газонасыщенных коллекторов

Н.И. Самохвалов^{1*}, К.В. Коваленко^{1,2}, Л.Ф. Зарипова^{1,2**}, Н.А. Скибицкая¹, О.О. Марутян¹

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

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

E-mail: *hikz1@mail.ru, **Lia1999na16@mail.ru

Аннотация. Повышение информативности выделения коллекторов имеет большое значение при оценке подсчета запасов залежей нефти и газа. На практике распространена методика оценки коллекторских свойств пород по их характеристике, описываемой динамической и эффективной пористостью. Для более широкой комплексной оценки характеристик емкостного пространства в работе рассмотрены специальные методы исследований керна: метод прямоточной капиллярной пропитки и метод ядерного магнитного резонанса. Показана высокая оперативность и эффективность использования этих методов.

Ключевые слова: эффективная пористость, динамическая пористость, заземленная (при обводнении) пористость, остаточная водонасыщенность, капиллярная пропитка, ядерно-магнитный метод, прямоточная капиллярная пропитка.

Для цитирования: Самохвалов Н.И., Коваленко К.В., Зарипова Л.Ф., Скибицкая Н.А., Марутян О.О. Информативность методов ядерного магнитного резонанса и прямоточной капиллярной пропитки для определения динамической пористости газонасыщенных коллекторов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 3–13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art1>

Введение

При обосновании количественного критерия «коллектор-неколлектор» корреляционным способом используются сопоставления с открытой пористостью эффективной и динамической (фильтрующей) пористости соответственно. Распространенные методы определения остаточной флюидонасыщенности пород (капилляриметрия, получение относительных фазовых проницаемостей) отличаются своей трудоемкостью, длительностью и необходимостью использования дорогостоящего оборудования.

Главным преимуществом метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) для определения остаточной водонасыщенности является его оперативность [1–4].

Целью работы является разработка способа определения эффективной и динамической пористости горных пород по данным метода ядерно-магнитного резонанса на основе комплексного анализа результатов использования лабораторных данных методов прямоточной капиллярной пропитки (ПКП) и ядерно-магнитного резонанса [4, 5].

Измерения проводились в специализированной петрофизической лаборатории кафедры геофизических информационных систем РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. ЯМР-релаксометр позволяет в короткие сроки набрать статистику данных, помогая экономить время при проведении керновых исследований.

В комплексе с методом ЯМР в работе использовался способ определения заземленной при обводнении эффективной пористости, а значит и заземленной остаточной нефтенасыщенности или газонасыщенности за фронтом прямоточной капиллярной пропитки, с помощью установки прямоточной капиллярной пропитки, разработанной в петрофизическом центре ИПНГ РАН.

Объект исследования – сложные карбонатные коллекторы Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Методика проведения измерений в ЯМР-релаксометре и его калибровка

Для определения скорости релаксации ядерной намагниченности использовался ЯМР-релаксометр Bruker Minispec mq10. Данный анализатор позволяет детектировать водород (^1H), фтор (^{19}F) и другие природные ЯМР-активные ядра.

Измерение пористости при помощи ЯМР-релаксометра основано на различии начальных амплитуд спада, получаемых при аппроксимации сигнала (ввиду присутствия мертвого времени), для стандартного образца и водонасыщенного керна. Определение открытой пористости образца горной породы импульсным методом ЯМР проводится при 100% его насыщенности и основано на следующем: при полном насыщении порового пространства горной породы жидкостью объем последней равен объему пор, поэтому амплитуда сигнала ЯМР, пропорциональная объему водородосодержащей жидкости, насыщающей поровую среду, характеризует открытую пористость исследуемой породы. Определение открытой пористости горной породы по образцам стандартного размера выполняется по формуле:

$$K_{\text{по}} = K_{\text{по со}} \cdot \frac{V_{\text{со}} \cdot A_u}{V_u \cdot A_{\text{со}}},$$

где $K_{\text{по}}$ – коэффициент открытой пористости, $K_{\text{по со}}$ – коэффициент пористости стандартного образца, $A_{\text{со}}$ и A_u – амплитуды стандартного образца и изучаемого соответственно, $V_{\text{со}}$ и V_u – их объемы.

При калибровке ЯМР-оборудования для измерения пористости используются стандартные образцы, различные по своей природе, специально изготовленные совместно кафедрой геофизических информационных систем (Лазуткина Н.Е., Шумейко А.Э., Козко М.Ю.) и кафедрой физической и коллоидной химии (Копицын Д.С. и др.) РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

С целью построения калибровочной зависимости были использованы стандартные образцы декана в четыреххлористом углероде $\text{C}_{10}\text{H}_{22} + \text{CCl}_4$ с разным объемом водородсодержащего флюида. Параметры стандартных образцов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Паспорт стандартного образца $\text{C}_{10}\text{H}_{22} + \text{CCl}_4$

Стандарт- ный образец	W, %	$\text{C}_{10}\text{H}_{22}$, мл	Объем стандартного образца, мл
1	1,12	0,24	21,20
2	9,26	1,95	21,07
3	16,6	3,45	20,81
4	24,4	5,04	20,65
5	31,9	6,53	20,46
6	38,1	7,67	20,14

Для снижения погрешности измерений, возникающей из-за влияния температуры окружающей среды, стандартные образцы нагревались до температуры измерительной камеры ЯМР-релаксометра (40 °С). Для построения спектров распределения T_2 использовалась стандартная программа, предоставляемая разработчиком релаксометра.

Проведение измерений

В качестве объекта исследования были выбраны карбонатные коллекторы ассельского (P_{Iass}), сакмарского (P_{Ism}) и артинского (P_{Iar}) ярусов отложений нижнепермской системы Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ). На коллекции образцов керн были проведены измерения на определение пористости, коэффициента остаточной водонасыщенности и заземленной при обводнении остаточной нефтегазонасыщенности.

Сравнение пористости, определенной методом ЯМР, с пористостью по данным метода гидростатического взвешивания, показывает согласие величин между собой и подтверждает возможность использования прибора для данных измерений (рис. 1).

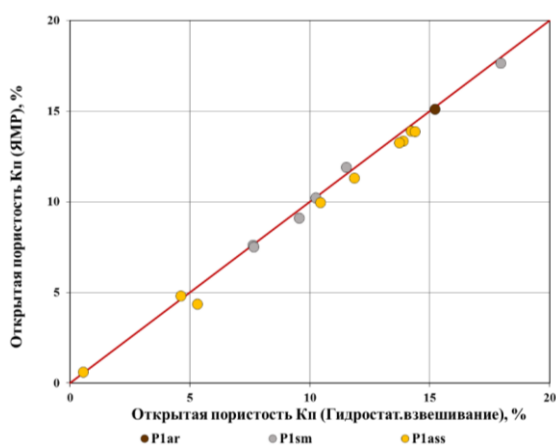


Рис. 1. Сопоставление открытой пористости, определенной методом ЯМР, с открытой пористостью по данным метода гидростатического взвешивания

Дальнейшее сравнение результатов исследований было проведено при достижении остаточной водонасыщенности образцов с помощью метода центрифугирования. В качестве сравнения использовались характеристики остаточной водонасыщенности и эффективной пористости, которые для метода ЯМР рассчитаны по формулам:

$$K_{во \text{ ямр}} = \frac{K_{п \text{ ост вод ямр}}}{K_{п \text{ ямр}}},$$

где $K_{во \text{ ямр}}$ – остаточная водонасыщенность, $K_{п \text{ ост вод ямр}}$ – объемная водонасыщенность («пористость») пород при остаточной водонасыщенности, $K_{п \text{ ямр}}$ – коэффициент открытой пористости,

и

$$K_{п \text{ эф ямр}} = K_{п \text{ ямр}} - K_{п \text{ ост вод ямр}},$$

где $K_{п \text{ эф ямр}}$ – коэффициент эффективной пористости или эффективная пористость, $K_{п \text{ ямр}}$ – коэффициент открытой пористости или открытая пористость, $K_{п \text{ ост вод ямр}}$ – объемная водонасыщенность («пористость») пород при остаточной водонасыщенности.

Результат сравнения остаточной водонасыщенности, определяемой методами центрифугирования и ЯМР, представлен на рис. 2а, показывающем совпадение между величинами. Сравнение значений рассчитанных эффективных пористостей приведено на рис. 2б. Как видно, значения эффективной пористости, полученные различными методами, сопоставимы.

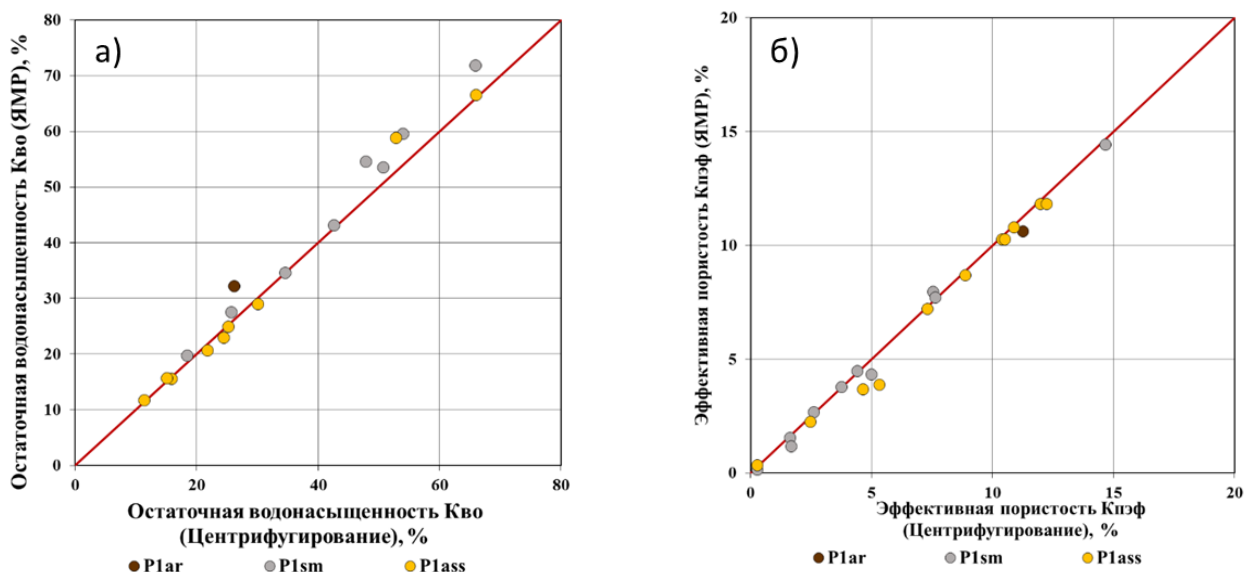


Рис. 2. Сопоставление параметров, определенных методом ЯМР и методом центрифугирования:
а – остаточной водонасыщенности; б – эффективной пористости

На третьем этапе исследования сравнивались характеристики остаточной, защемленной газонасыщенности, сформированной за фронтом прямооточной капиллярной пропитки, и динамической пористости, определенных по методике прямооточной капиллярной пропитки и методом ядерно-магнитного резонанса. Характеристики защемленной пористости и динамической пористости по данным ЯМР были рассчитаны по формулам:

$$K_{го \text{ ямр}} = 1 - \frac{K_{п \text{ ост газ ямр}}}{K_{п \text{ ямр}}},$$

где $K_{го \text{ ямр}}$ – защемленная газонасыщенность,
 $K_{п \text{ ост газ ямр}}$ – объемная защемленная пористость пород при защемленной газонасыщенности,
 $K_{п \text{ ямр}}$ – коэффициент открытой пористости,

и

$$K_{п \text{ дин ямр}} = K_{п \text{ ямр}} (1 - K_{во \text{ ямр}} - K_{го \text{ ямр}}),$$

где $K_{п \text{ дин ямр}}$ – динамическая пористость,
 $K_{п \text{ ямр}}$ – коэффициент открытой пористости,
 $K_{во \text{ ямр}}$ – остаточная водонасыщенность,
 $K_{го \text{ ямр}}$ – защемленная при обводнении остаточная газонасыщенность.

Сравнение результатов определения защемленной при обводнении остаточной газонасыщенности и динамической пористости по двум методикам представлено на рис. 3.

На рис. 4 представлена связь коэффициента остаточной водонасыщенности с коэффициентом открытой пористости. Корреляционная связь, полученная по методу ядерно-магнитного резонанса, близка к корреляционной связи по методике центрифугирования.

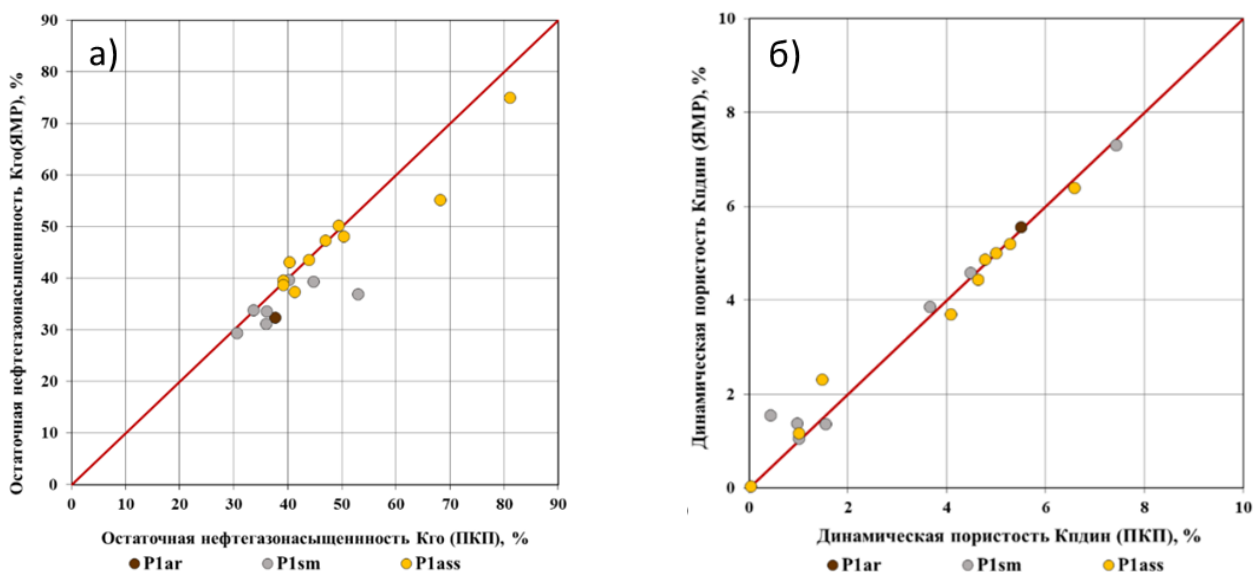


Рис. 3. Сопоставление параметров, определенных методом ЯМР, с полученными по данным метода ПКП: а – заземленной при обводнении остаточной газонасыщенности; б – динамической пористости

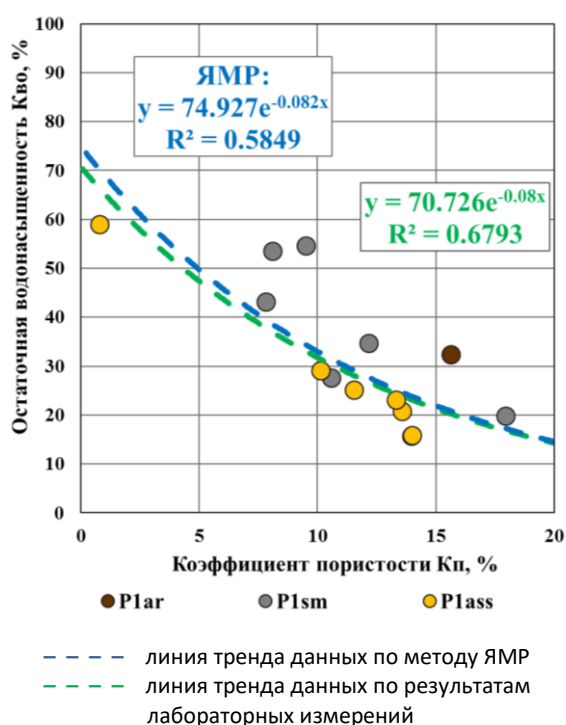
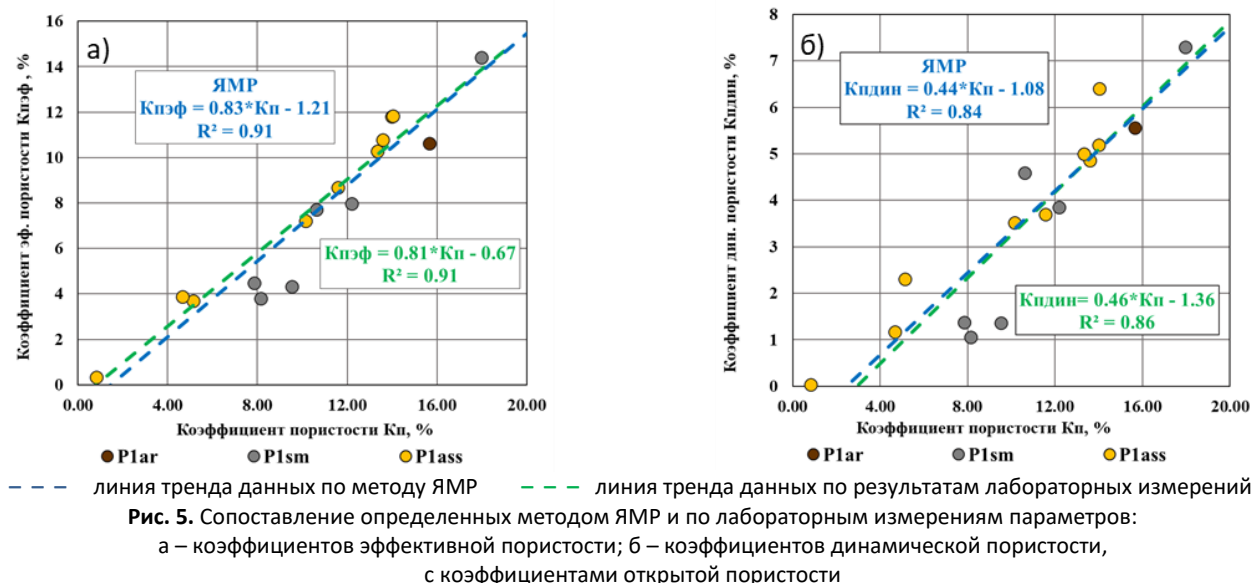


Рис. 4. Сопоставление остаточной водонасыщенности и пористости, определенных методом ЯМР и по лабораторным измерениям

На рис. 5 представлено сопоставление эффективной и динамической пористости с открытой пористостью.

Также заметно, что корреляционные связи, полученные по методу ядерно-магнитного резонанса, близки к корреляционным связям по методикам прямоточной капиллярной пропитки и центрифугирования.

По данным исследований Скибицкой Н.А., Кузьмина В.А., Большакова М.Н. и др., превышение значений остаточной водонасыщенности для образцов пород артинских отложений над значениями $K_{во}$ для ассельских отложений обязано повышенной концентрации в артинских отложениях Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения дифильных асфальтенов и тяжелых смол, преобразованных в ассельских отложениях ОНГКМ до неполярных углеводородных осмоленных компонентов и масел, формирующих гидрофобные свойства пород [6].



Обработка спектров ЯМР

Начальная амплитуда спада эхо-сигнала пропорциональна числу поляризованных ядер водорода в поровом флюиде и описывается экспоненциальной функцией. Набор коэффициентов затухания образует спектр затухания (спада) или распределение времени поперечной релаксации (T_2). При помощи математического процесса, называемого инверсией, данные спада эхо-сигналов конвертируются в распределение T_2 . Распределение T_2 может быть представлено в виде трех различных видов записи:

суммарных амплитуд с инкрементным распределением, в цветной кодировке спектра и в волновом распределении T_2 . При соответствующей калибровке вся площадь распределения T_2 соответствует открытой пористости коллектора [4].

В ходе проведенных исследований были получены четыре спектра поперечной релаксации для высушенного образца (рис. 6): при полной водонасыщенности, при остаточной водонасыщенности после центрифугирования, при защемленной обводнении остаточной газонасыщенности после ПКП.

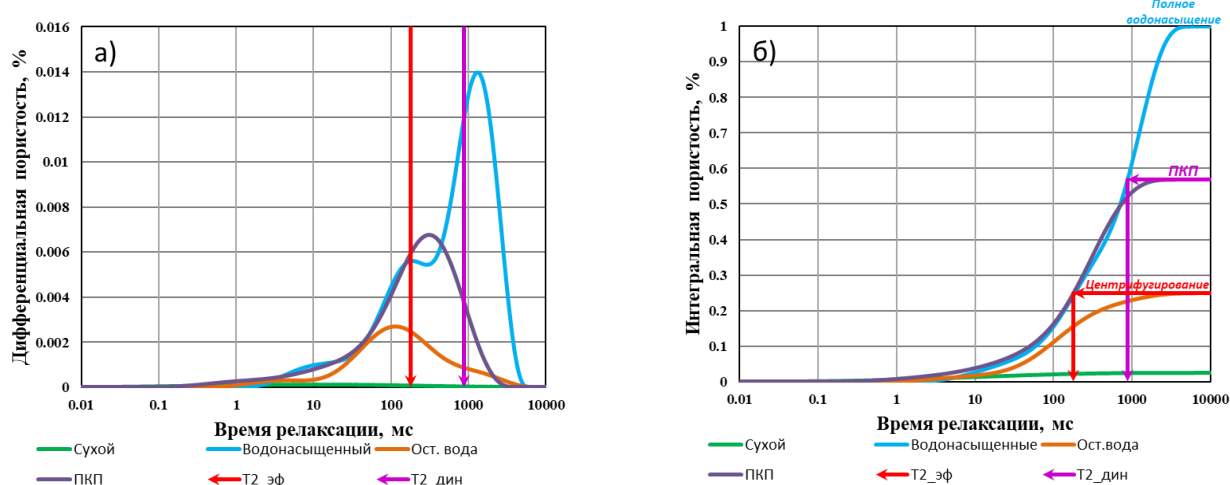


Рис. 6. Зависимости от времени поперечной релаксации при различном насыщении спектров объемной водонасыщенности: а – дифференциальных; б – интегральных (образец 235-5)

Наличие флюида в высушенном образце может указывать на то, что не вся гигроскопическая вода была удалена из образца при подготовке образцов к исследованиям или о наличии битуминозной составляющей (парафинов, масел и смол) в образцах.

Граничные значения $T_{2_эф}$ и $T_{2_дин}$ – времена поперечной релаксации, которые позволяют разделить пористость образца на две составляющие: подвижную динамическую часть флюидов и заземленную за фронтом ПКП [5]. Для определения данных

значений $T_{2гр}$ использовались интегральные спектры T_2 (см. рис. 6б).

На рис. 7 показаны дифференциальные и интегральные спектры поперечной релаксации. Первая кривая (голубого цвета) – спектр T_2 при 100% насыщении пор водой (все поры – от 0 до 1); вторая кривая (оранжевого цвета) – спектр T_2 , полученный при остаточном водонасыщении после центрифугирования (все поры – от 0 до остаточного водонасыщения $K_{во}$), третья кривая (фиолетового цвета) – спектр T_2 при остаточной газонасыщенности после ПКП.

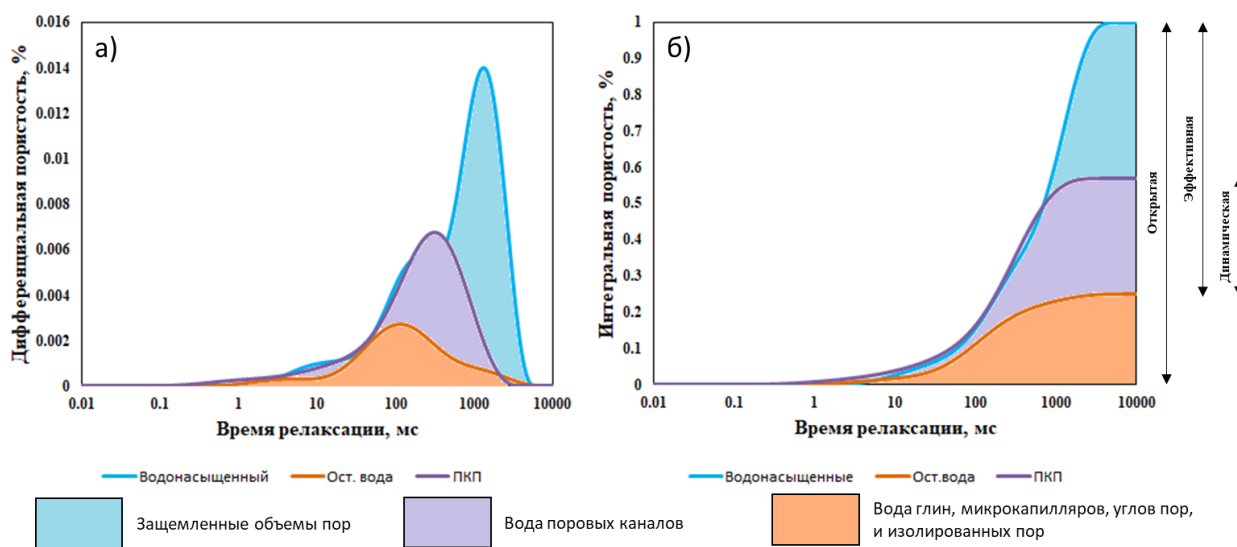


Рис. 7. Схема распределения флюидов в порах пород на спектрах T_2 :
а – дифференциальных; б – интегральных (по данным ЯМР, образец 235-5)

Установление граничного значения T_2 производится следующим способом: находится точка пересечения прямой линии (параллельной оси Ox) и кривой интегральной пористости полностью водонасыщенного образца. Далее от этой точки опускается прямая линия к оси T_2 . Значение точки пересечения на оси распределения времени поперечной релаксации является граничным значением T_2 .

Представленная схема определения пористости пород по ЯМР наглядно показывает вклад разных видов флюидонасыщенности в ЯМР-спектры.

Стоит отметить, что остаточная вода, находящаяся в углах крупных пор, микрокапиллярах и порах, изолированных микрокапиллярами, наблюдается на «высоких» и «низких» временах релаксации (площадь под оранжевой кривой).

Анализ спектров при остаточной водонасыщенности и заземленной остаточной газонасыщенности указывает, что фильтрующие поровые каналы могут быть различных размеров – как малого, так и крупного, находясь по обе стороны отсечки T_2 .

Сопоставление спектров при полной водонасыщенности и защемленной остаточной газонасыщенности доказывает природу формирования защемленной нефтегазонасыщенности, занимая области с наибольшими временами релаксации, то есть располагающиеся в наиболее крупных объемах пор.

В соответствии с представленной схемой на рис. 8 приведены дифференциальные и интегральные спектры для некоторых из исследованных образцов.

Анализ результатов совместных исследований образцов керна при разной водонасыщенности показал, что соотношение и положение спектров при полной (100%-ной) водонасыщенности, при остаточной водонасыщенности и защемленной при обводнении остаточной газонасыщенности для карбонатных пород изменяется различным способом, что указывает на их сложную структуру емкостного пространства.

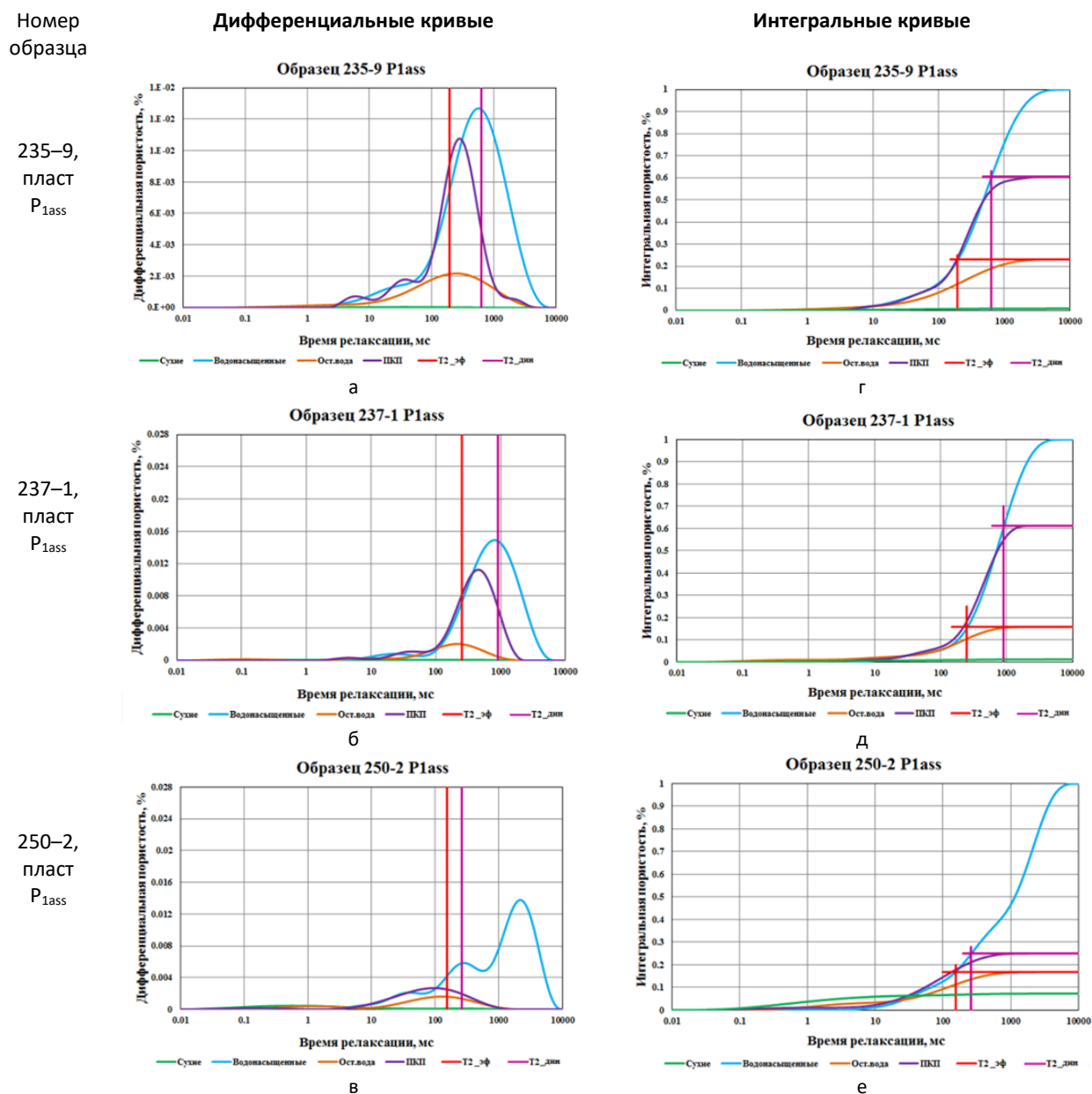


Рис. 8. Распределения T₂ в виде двух кривых:

а, б, в – дифференциальной пористости; г, д, е – интегральной пористости (образцы 235–9, 237–1, пласта P_{1ass})

Можно заметить, что положение граничных отсечек $T_{2_эф}$ и $T_{2_дин.}$ для рассматриваемой коллекции образцов изменяется в достаточно широких пределах, что затрудняет использование подхода единой граничной отсечки [4, 5].

Вышеописанным способом были найдены граничное значение T_2

для каждого исследуемого образца и предпринята попытка получения функциональных отсечек $T_{2_эф}$ и $T_{2_дин.}$ В результате сопоставления величин граничных отсечек с открытой пористостью были установлены корреляции, представленные на рис. 9.

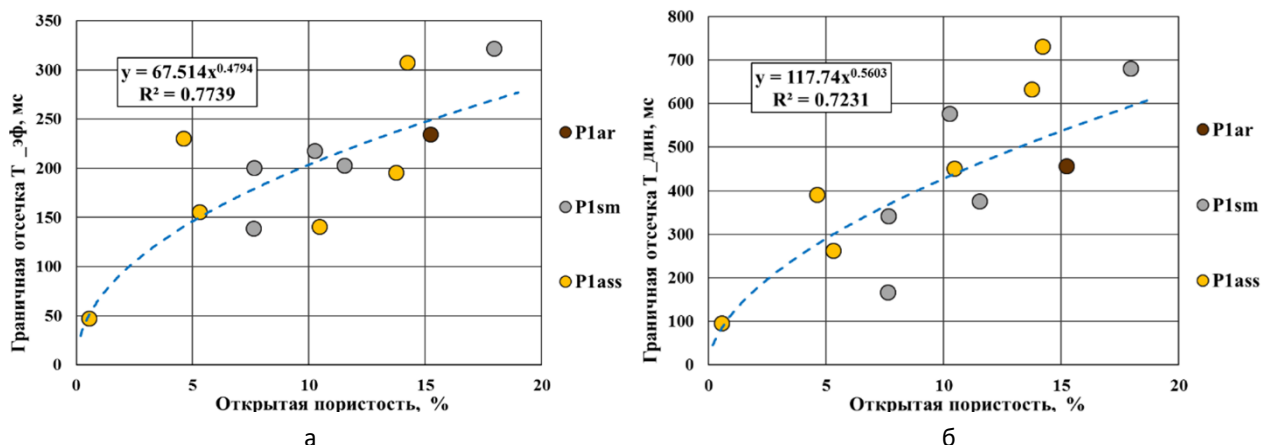


Рис. 9. Графики зависимостей от коэффициентов открытой пористости граничных отсечек: а – $T_{2_эф}$; б – $T_{2_дин}$

Заключение

В дополнение к стандартному комплексу лабораторных петрофизических исследований в работе рассмотрены возможности методов прямоточной капиллярной пропитки и ядерно-магнитного резонанса. Результаты экспериментов подтверждают тесную связь методов с параметрами флюидонасыщенности породы и обуславливают потенциал для дальнейшего изучения возможностей методов для петрофизического моделирования.

Полученные результаты демонстрируют высокую информативность ЯМР

в исследовании керн, а также указывают на главное преимущество метода – экспрессность. В работе показаны возможности лабораторного метода ЯМР в определении эффективной, динамической пористости и пористости, заземленной при обводнении, определяющей величину остаточной нефтегазонасыщенности за фронтом капиллярной пропитки.

Установка прямоточной капиллярной пропитки, разработанная в петрофизическом центре Института проблем нефти и газа РАН, защищена патентом Российской Федерации [7].

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. Akkurt R., Bachman H.N., Minh C.C. et al. Nuclear magnetic resonance comes out of its shell // Oilfield Review. 2009. Vol. 20, No. 4. P. 4–23.
2. Борисенко С.А., Кошкин П.В., Рудаковская С.Ю. Оценка остаточной газонасыщенности с использованием технологии ядерной магнитной релаксометрии // Каротажник. 2017. № 6(276). С. 41–50.
3. Денисенко А.С. Петрофизическое обеспечение ядерно-магнитного каротажа при разведке нефтегазовых месторождений // Каротажник. 2012. № 3(213). С. 66–82.
4. Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ЯМР для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. 439 с.
5. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR logging. Principles and applications. Houston, TX: Halliburton Energy Services, 1999. 234 p.
6. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О. Влияние микроструктурных параметров карбонатных пород продуктивных отложений на остаточную нефтегазонасыщенность // Нефтяное хозяйство. 2010. № 12. С. 98–101.
7. Скибицкая Н.А., Морозович Я.-М.Р., Кузьмин В.А. и др. Пат. RU 2496981 С1. Устройство для оценки динамики процесса прямоточной капиллярной пропитки образцов пород. № 2012113338/28; Заявл. 06.04.2012; Оpubл. 27.10.2013 // Изобретения. Полез. модели. 2013. Бюл. № 30. 8 с. <http://www1.fips.ru>

Informativeness of nuclear magnetic resonance and direct-flow capillary imbibition methods for determining dynamic porosity of gas-saturated reservoirs

N.I. Samokhvalov^{1*}, K.V. Kovalenko^{1,2}, L.F. Zaripova^{1,2**}, N.A. Skibitskaya¹, O.O. Marutyan¹

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

2 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

E-mail: *hikz1@mail.ru, **Lia1999na16@mail.ru

Abstract. Increasing the informativeness of reservoir allocation is of great importance in assessing the calculation of reserves of oil and gas deposits. In practice, the method of the reservoir properties description by their characteristics, described by dynamic and effective porosity, is widespread. For a broader comprehensive assessment of the characteristics of the reservoir capacity space, special core study methods are considered: the method of direct-flow capillary imbibition and the method of nuclear magnetic resonance. The high efficiency and effectiveness of using these methods are shown.

Keywords: effective porosity, dynamic porosity, pinched (during waterflooding) porosity, residual water saturation, capillary imbibition, nuclear magnetic method, direct-flow capillary imbibition.

Citation: Samokhvalov N.I., Kovalenko K.V., Zaripova L.F., Skibitskaya N.A., Marutyan O.O. Informativeness of nuclear magnetic resonance and direct-flow capillary imbibition methods for determining dynamic porosity of gas-saturated reservoirs // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 1(40). P. 3–13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art1> (In Russ.).

References

1. Akkurt R., Bachman H.N., Minh C.C. et al. Nuclear magnetic resonance comes out of its shell // Oilfield Review. 2009. Vol. 20, No. 4. P. 4–23.
2. Borisenko S.A., Koshkin P.V., Rudakovskaya S.Yu. Residual gas saturation evaluation using nuclear magnetic relaxometry // Karotazhnik. 2017. No. 6(276). P. 41–50. (In Russ.).
3. Denisenko A.S. Petrophysical support for nuclear magnetic log in oil and gas field exploration // Karotazhnik. 2012. No. 3(213). P. 66–82. (In Russ.).
4. Dzhaifarov I.S., Syngaevsky P.E., Khafizov S.F. Application of the NMR method to characterize the composition and distribution of reservoir fluids. Moscow: Khimiya, 2002. 439 p. (In Russ.).
5. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR logging. Principles and applications. Houston, TX: Halliburton Energy Services, 1999. 234 p.
6. Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N., Marutyan O.O. The influence of microstructure parameters of carbonate rocks of productive deposits on the residual oil-and-gas saturation // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2010. No. 12. P. 98–101. (In Russ.).
7. Skibitskaya N.A., Morozovich Ja.-M.R., Kuzmin V.A. et al. Pat. RU 2496981 C1. Device for evaluation of dynamics of process of straight-flow capillary saturation of rock samples. No. 2012113338/28; Appl. 06.04.2012; Publ. 27.10.2013 // Inventions. Useful models. 2013. Bull. No. 30. 8 p. <http://www1.fips.ru>

Концептуальная модель формирования зоны нефтегазонакопления в пределах палеозойского основания юго-востока Западно-Сибирского бассейна

Н.В. Сеница*, О.М. Прищепа

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия
E-mail: *sinitsa.nvd@gmail.com

Аннотация. В современных условиях высокой востребованности запасов нефти в Российской Федерации важнейшим регионом ее добычи остается Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн с целевыми объектами в хорошо изученных и разрабатываемых юрских и меловых отложениях. Высокая степень выработанности запасов нефти традиционных объектов и низкая изученность сложнопостроенных и нетрадиционных скоплений нефти способствуют активизации поисковых работ в ачимовских, баженовских, тюменских отложениях, а также в более глубокозалегающих и менее изученных отложениях нижней юры, триаса и систем палеозоя, залегающих в основании осадочного чехла.

Вопрос нефтегазоносности доюрского комплекса пород Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на протяжении многих лет дискутируется специалистами, высоко оценивающими потенциал выявления новых масштабных скоплений нефти и газа в подобных отложениях. Целая серия открытий последних лет в Томской области (Урманно-Арчинская группа) подтверждает важность выбора такого направления геологоразведочных работ.

Обзор существующих представлений о перспективах нефтегазоносности палеозойского основания юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна, наряду с анализом выявленных условий формирования залежей углеводородов, позволил предложить концептуальную модель, которая может быть использована как основа прогноза при проведении поисков скоплений в доюрском комплексе.

Ключевые слова: нефтегазоносность фундамента, палеозой Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Для цитирования: Сеница Н.В., Прищепа О.М. Концептуальная модель формирования зоны нефтегазонакопления в пределах палеозойского основания юго-востока Западно-Сибирского бассейна // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2>

Введение

В условиях увеличения темпов нефтедобычи и истощения запасов нефти уже разрабатываемых месторождений, находящихся в завершающей стадии разработки, возникает необходимость компенсировать воспроизводство добычи ранее невостребованными объектами крайне сложного геологического строения,

с неравномерным распределением свойств и нетрадиционными характеристиками, определяющими геометрию и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) залежей [1–3].

Большая часть разрабатываемых месторождений Западной Сибири была открыта еще в шестидесятых–семидесятых годах XX века и эксплуатируется десятки лет.

При этом наиболее значимые месторождения находятся на завершающей стадии разработки, что выражается в закономерном снижении суточного дебита, росте обводненности добываемой продукции, а также тенденции снижения качества остаточных запасов, характеризующихся увеличением доли тяжелых, вязких и сернистых нефтей. Отмечается высокая степень изученности традиционных горизонтов локализации углеводородного сырья (УВС), что не позволяет надеяться на существенные новые открытия в них.

Выделяется ряд перспективных направлений наращивания сырьевой базы нефти в хорошо освоенных районах Западной Сибири, среди которых, безусловно, лидирующие позиции занимают проекты доизучения сложнопостроенных объектов (ачимовские отложения, «рябчик»), низкопроницаемых коллекторов или коллекторов с неравномерным распределением ФЕС (абалак, тюменская свита, баженовская свита) и горизонтов, залегающих ниже изученных традиционных нижнеюрских и триасовых отложений, отложений доюрского основания (базальные горизонты и фундамент).

Планирование геологоразведочных работ на нефть и газ и разработка методики их проведения в пределах последних (доюрских), несомненно, требуют кропотливого анализа геологических условий формирования и распределения фактической нефтегазоносности, установления критериев, которые можно рассматривать как поисковые. Отдельной существенной проблемой является неоднозначность или несоответствие подобного типа объектов элементам традиционных нефтегазовых систем. Такие примеры хорошо известны в мировой практике, когда, например, нефтегазоносность базальных горизонтов осадочного чехла и выступов трещиноватого

фундамента выявлялась только после целой серии неудач при смене парадигмы нефтегазообразования, поскольку первоначальные поиски, базировавшиеся на традиционных представлениях об элементах нефтегазовой системы, включающей наличие нефтегазоматеринской толщи, расположенной ниже или совмещенной с толщиной аккумуляции, не приносили успеха. К таким можно отнести месторождения на шельфе Вьетнама (Белый Тигр и целая группа его спутников) [4, с. 167] и месторождение на территории Алжира (Хасси-Мессауд) [5], которые были выявлены вопреки отсутствию представлений о подпитывающих их нефтегазоматеринских толщах и на протяжении долгого времени служили (особенно в РФ) «красной тряпкой» для целого поколения неоргаников, использующих эти месторождения как «яркие» примеры подтверждения неорганического происхождения углеводородов (УВ) либо отсутствия возможности доказательства их формирования с точки зрения осадочно-миграционной теории. Накопленные сегодня знания и сопутствующие новые открытия, сделанные, в том числе, и на смежных лицензионных участках российских компаний (Вьетсовпетро-Зарубежгеология) [4, с. 167], позволили в полной мере «восторжествовать справедливости», доказав органическое происхождение нефти обоих месторождений, выявив органические структуры в нефти и биомаркерное сходство с латерально прилегающими, богатыми органическим веществом нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ). Отсутствие НГМТ непосредственно над залежами, по-видимому, обусловлено эрозионным размытием вследствие воздымания над соответствующими выступами фундамента и останцами базальных горизонтов [6].

Приведенные примеры свидетельствуют, что применительно к объектам, расположенным в выступах фундамента или в пределах переходных, часто слабодислоцированных комплексов, разработка концептуальной модели образования является наиболее значимым элементом прогноза нефтегазоносности. Низкая изученность и отсутствие возможности использования теории формирования, базирующейся на выявлении и локализации нефтегазовых систем (совмещенных зон аккумуляции и генерации УВ), обуславливают необходимость проведения исследований в данном направлении.

Целью настоящей работы является рассмотрение проблематики нефтегазоносности промежуточного комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, анализ факторов, влияющих на формирование скоплений УВ, поиск критериев и построение концептуальной модели формирования зон нефтегазонакопления, использование которой сделает прогноз нефтегазоносности в выступах доюрского основания более обоснованным.

Объектом исследований работы является нефтегазоносность отложений

палеозойского основания Западно-Сибирского бассейна в пределах его юго-восточной части.

Анализ проблемы

Залежи углеводородов палеозойского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна локализуются, как правило, в пределах погребенных эрозионных выступов фундамента блочного строения и облекаемых осадочными горными породами, выполняющими функции экрана. Облекающие выступ горные породы могут быть представлены глинистыми разностями (аргиллиты), потенциально обладающими собственным генерационным потенциалом. Ярким примером подобных отложений является тогурская свита аргиллитов (J_{1t}), несогласно перекрывающая блоки палеозойских органогенных известняков и доломитов, выполняя функции флюидоупора, одновременно создавая пару «генерирующая толща–коллектор». Признанные отечественные ученые-геологи выдвинули теорию [7, с. 78] генетической связи нефти доюрского комплекса с генерирующими толщами озерно-континентального типа нижнеюрского возраста (табл. 1).

Таблица 1

Стратиграфическое разделение юрских отложений Томской области [8]

Система	Отдел	Ярус	НГК	Свита
Юрская (J)	Верхний (J ₃)	Оксфордский (J _{3o})	Малышевский	Васюганская
	Средний (J ₂)	Келловейский (J _{2k})		Тюменская
		Батский (J _{2bt})		
		Байосский (J _{2b})	Вымский	
		Ааленский (J _{2a})		Надояхский
	Нижний (J ₁)	Тоарский (J _{1t})	Шараповский	Тогурская
		Плинсбахский (J _{1p})		Урманская
		Синемюрский (J _{1s})	Зимний	
		Геттангский (J _{1g})		

Основной объем пустотного пространства, аккумулирующего углеводороды, в отложениях фундамента и промежуточного комплекса тектонических плит представлен вторичным поровым пространством. Главными причинами возникновения вторичного пустотного пространства являются процессы кристаллизации магматического расплава, тектонической и гидротермальной деятельности, эрозии и прочих эпигенетических процессов преобразования горных пород-коллекторов. Вектор миграции пластовых смесей в соответствии с законом Лапласа направлен в сторону среды с меньшим давлением и большей проницаемостью, что соответствует разуплотненным и дезинтегрированным разностям горных пород, слагающих геологические структуры-ловушки. Согласно одной из признанных теорий, образование залежей нефти и газа, таким образом, происходит путем первичной миграции нефти из генерирующей толщи, облекающей выступ, в коллектор [9]. Немаловажно отметить особенности разработки и бурения подобных отложений. Так, в ходе освоения залежей в палеозойских отложениях Урманской площади было установлено, что в целевых объектах разработки возникают поглощения вплоть до катастрофических [10].

Резюмируя вышесказанное, можно косвенно предположить справедливость суждения о возможной латеральной миграции нефти. Наиболее яркими и изученными примерами месторождений, подтверждающими теорию латеральной миграции углеводородов в выступ фундамента, являются месторождения Ла-Пас (Южная Америка), Мара (Венесуэла), Белый Тигр (Вьетнам) [11],

в которых промышленная нефтегазоносность трещинных коллекторов кристаллического фундамента связывается с «вытеснением» молодой нефти в древние отложения из перекрывающей структуру нефтегазоматеринской толщи.

Однако существует предположение о собственно палеозойском генезисе битумоидов [12–14]. На основании биомаркерного анализа и геолого-геохимических исследований битумоиды в эрозионно-тектонических выступах разделяются на три группы по генезису:

1. Связанные с палеозойскими нефтегазоматеринскими толщами морского типа;
2. Связанные с мезозойскими нижнеюрскими нефтегазоматеринскими толщами озерно-континентального типа;
3. Полигенные нефти, являющиеся продуктом смешения 1 и 2 типов.

Таким образом, возникает необходимость в изучении генетической принадлежности углеводородов в залежах, локализующихся в палеозойских отложениях Западной Сибири, что позволит сделать выводы о возможном глубинном скоплении нефти и газа и условиях его локализации, в случае отнесения нефти к типу палеозойских генерирующих толщ.

Детальное изучение данной темы позволило не только сформировать базовые понятия о нефтегазоносности палеозойских отложений Западно-Сибирского бассейна, но и построить концептуальную модель образования зон нефтегазонакопления, на базе которой возможно будет осуществлять прогноз нефтегазоносности геологических структур, локализованных в базальных отложениях (промежуточный структурный этаж) и отложениях фундамента.

Разработка концептуальной модели формирования нефтегазоносности

В отложениях доюрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, по данным 2019 г., открыто

свыше 150 залежей с дифференциацией их, по убыванию количества, на нефтяные (Н), нефтегазоконденсатные (НГК), газонефтяные (ГН), газоконденсатные (ГК) и газовые (Г), см. табл. 2.

Таблица 2

**Численная оценка залежей углеводородов в отложениях палеозойского комплекса
(составлено авторами)**

Кол-во залежей	Разрабатываемые	Разведываемые	Н	Г	ГН	ГК	НГК
176	124 (70%)	52 (30%)	91	4	16	6	59

Для выявления первичных признаков нефтегазоносности была проведена оценка площадного распространения скоплений углеводородов с привязкой их к нефтегазоносным областям и конкретным

геологическим структурам крупного порядка, что позволило определить общие закономерности их локализации и типизировать перспективные геологические структуры (табл. 3, рис. 1).

Таблица 3

Структура балансовых запасов УВ в палеозойских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (составлено авторами)

НГО	Залежи N	Запасы газа Q	Q/N	Средняя глубина залегания, м	Кол-во залежей в разведке / %	Геодинамическая обстановка [15]
Васюганская	74	59646	806,03	2855	13 / 17%	Герцинские микроплиты и деформированный край палеозойской плиты
Каймысовская	4	6	1,5	3079	1 / 25%	
Надым-Пурская	1	13	13	3667	0 / 0%	
Ямальская	2	1511	755,5	3028	1 / 50%	
Красноленинская	32	37549	1173,4	2686	6 / 19%	Каледонские микроплиты и деформированный край палеозойской плиты
Пайдугинская	1	3501	3501	3066	1 / 100%	
Приуральская	48	21357	444,94	1730	8 / 16%	
Фроловская	12	490	40,8	3173	4 / 33%	Межгорные прогибы позднего палеозоя
Средне-Обская	2	21	10,5	2695	0 / 0%	

Анализ геологического строения южной части Западно-Сибирского бассейна позволил выделить критерии нефтегазоносности палеозойских отложений:

1. Палеогеографический критерий, определяющий условия осадконакопления и фации. В частности, выделение

по данным геофизических исследований скважин и анализу кернового материала ряда рифовых и шельфовых фаций, подтверждающееся многочисленными исследованиями в области изучения строения доюрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [16].

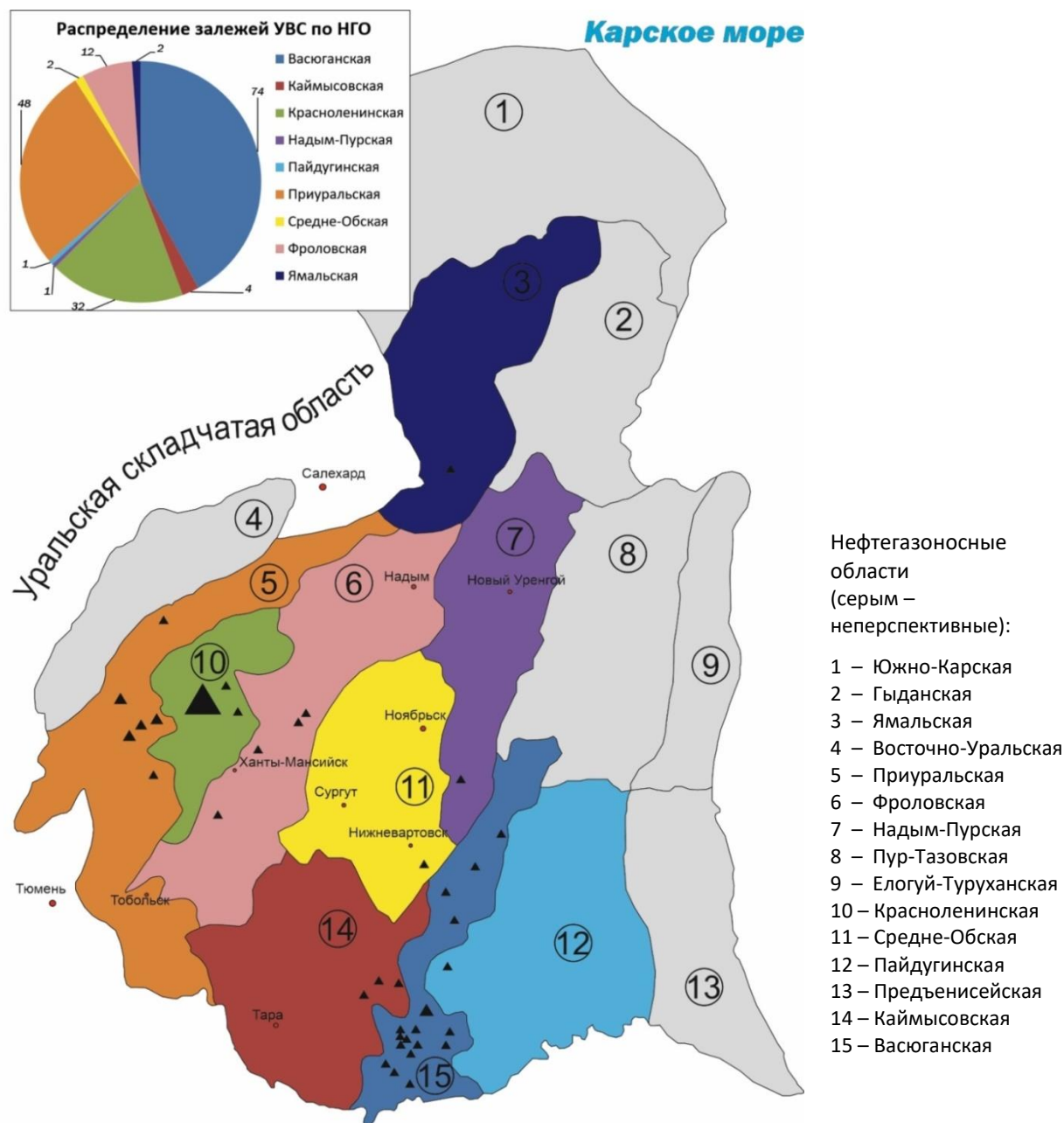


Рис. 1. Площадное распространение залежей УВС в доюрском комплексе Западно-Сибирского НГБ (составлено авторами)

Практический интерес представляют склоновые отложения и отложения зарифовых отмелей, в то время как депрессионные и рифовые зоны, занимающие наиболее высокое гипсометрическое положение, часто рассматриваемые как перспективные, характеризуются неблагоприятными условиями нефтегазоносности, что

обусловлено отсутствием положительных структур в случае рассмотрения депрессионных зон и полностью эродированным флюидоупором в случае рассмотрения рифовых отложений. При этом прогноз коллекторских свойств значительно затруднен вследствие того, что органогенные обломочные известняки характеризуются двойной системой пористости [17].

2. Тектонический критерий, отвечающий за формирование тектонической структуры, а именно – эрозионного выступа в фундаменте, амплитуду (гипсометрическое положение) локальных поднятий и депрессий, формирование дизъюнктивных нарушений и, как следствие, возникновение дезинтегрированных разностей палеозойских отложений. Определяет структурные взаимоотношения трещиноватых выступов фундамента с прилегающими депрессионными зонами и возможности миграции флюидов в модели боковых перетоков из более молодых юрских нефтегазогенерирующих толщ (отложения тогурской свиты) [7].

3. Геохимический критерий, включающий эпигенетические преобразования вмещающих толщ, обеспечивающих сохранность и формирование емкостного пространства, в том числе в зонах проводящих разломов. Перечень разнонаправленных преобразований достаточно широк и включает в себя серицитизацию, доломитизацию, кальцитизацию, выщелачивание и эрозию выступа [18]. Эпигенетические преобразования не только контролируют фильтрационно-емкостные свойства, но и по-разному проявляются в различных фациальных зонах, что служит косвенным признаком их диагностики [19]. Непосредственно геохимические критерии в существенной мере позволяют судить о степени окисления, выветривания в зоне эрозии, что может служить самостоятельным критерием эпигенетического воздействия на формирование коллекторов. Также геохимические барьеры, например, свидетельствующие об окислении в зоне коры выветривания, определяют «массовый сброс» в ней мигрирующего потока УВ.

В соответствии с предложенными критериями нефтегазоносности предлагается

следующая концептуальная модель строения зоны нефтегазоаккумуляции [20] и формирования ее нефтегазоносности, построенная на основе анализа региональных геологических профилей [7] (рис. 2):

1. Зона нефтегазоаккумуляции представлена комбинацией аккумуляционных объектов антиклинального, стратиграфического и литолого-стратиграфического типов. Модель предполагает морфо-генетическую связь с зонами локальных поднятий с развитыми карбонатными образованиями (биогенные известняки и доломиты) и зонами формирования выклинивающихся коллекторов, несогласно перекрывающимися непроницаемыми отложениями более молодого возраста (образования тогурской свиты). Сам природный резервуар, описываемый концептуальной моделью, предлагается классифицировать как пластово-массивный;

2. В предложенной модели наиболее важными литологическими единицами являются: карбонатные отложения палеозойской эратемы, выполняющие роль кавернозно-трещинно-поровых коллекторов; отложения бокситовой коры выветривания, развитие которых отвечает зонам выклинивания пласта-коллектора; отложения тогурской свиты, выполняющие роль перекрывающей непроницаемой и генерирующей углеводороды толщи;

3. Образование залежей связывается с латеральной миграцией углеводородов из аргиллитов тогурской свиты в более древние проницаемые отложения палеозоя. Косвенным доказательством предположения может являться опыт разработки и эксплуатации Урманно-Арчинской группы месторождений: пласт М является катастрофически поглощающим [21].

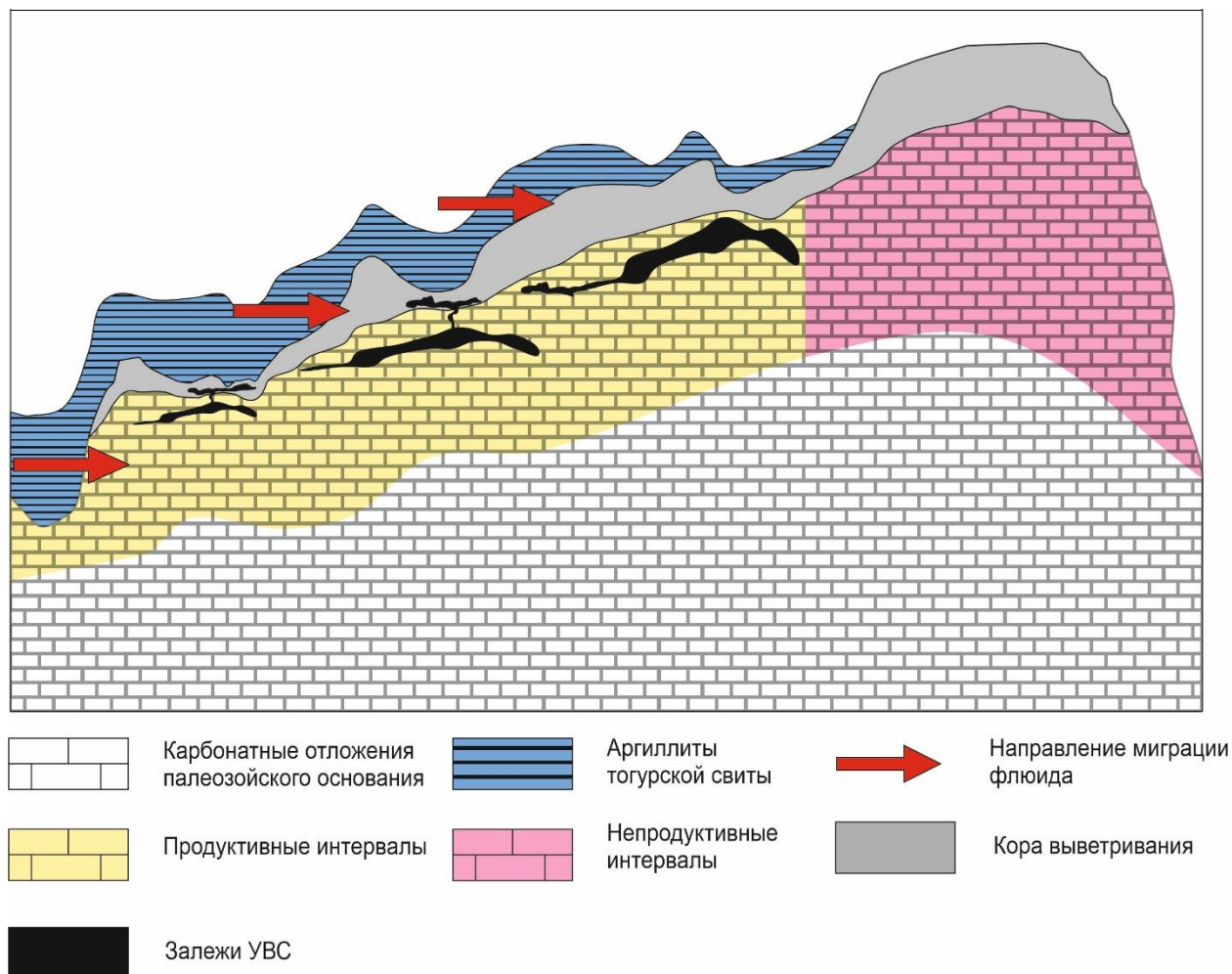


Рис. 2. Концептуальная модель строения зоны нефтегазонакопления и формирования ее нефтегазоносности (составлено авторами)

Модель также не исключает наличия в залежах флюидов более древнего, собственно палеозойского генезиса, что подтверждается результатами геохимических анализов [10–12].

4. Основной объем порового пространства, аккумулирующего углеводороды, представлен вторичным поровым пространством. Аккумулирующие толщи представлены смешанными (пористо-трещиноватыми) разуплотненными карбонатными отложениями, что обуславливает необходимость более детального изучения результатов проведения гравимагнитной съемки.

Выводы

Предложенная в ходе работы концептуальная модель формирования зоны нефтегазонакопления предусматривает наличие структур эрозионных выступов в фундаменте, сложенных сильно дезинтегрированными и разуплотненными горными породами.

Согласно предложенной модели, при прогнозе зон нефтегазонакопления и поиске месторождений нефти и газа следует учитывать корреляционную связь с местоположением глубинных сейсмических и гравимагнитных аномалий, свидетельствующих о наличии зоны разуплотнения горного массива.

Следует концентрировать за счет латеральной миграции геологоразведочные работы на локальных флюидов из нефтегазоматеринских поднятиях в пределах депрессионных толщ, облегающих выступ, одновременно зон (впадины, прогибы, седловины). выполняя экранирующие функции. Формирование нефтегазоносности в Также допускается смешение упомянутых структурах происходит, углеводородов палеозойского и мезозойского согласно предложенной модели, возрастов.

Литература

1. Прищепина О.М., Боровинских А.П. Направления развития сырьевой базы нефти России в долгосрочной перспективе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11, № 3. С. 10–24. https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2016
2. Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания // Геология нефти и газа. 2012. № 5. С. 30–38.
3. Максимов А.К., Королева А.Н. Отечественная геологоразведка сегодня: проблемы и пути их решения (экономические аспекты) // Проблемы экономики и менеджмента. 2012. № 8(12). С. 66–72.
4. Хай Л.В., Нгуа Т.Т., Велиев М.М. Геологическое строение и нефтегазоносность шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро». СПб.: Недра, 2016. 515 с.
5. Шахновский, И.М. Некоторые дискуссионные проблемы нефтяной геологии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 2. С. 14–22.
6. Лобова Г.А., Лунёва Т.Е., Исаева О.С. Нефтегазоносность коры выветривания и палеозоя Колтогорского мезопргиба (северо-запад Томской области) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330, № 9. С. 103–113. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/9/2259>
7. Конторович А.Э. Геология нефти и газа: Избранные труды: В 3 т. Т. 1. Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008. 540 с.
8. Мельник И.А., Смирнова К.Ю., Зимина С.В. и др. Геологическое строение, стратиграфия и перспективы нефтегазоносности нижнесреднеюрских отложений Томской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2015. Т. 326, № 11. С. 20–30.
9. Арешев Е.Г., Гавура В.Е., Немченко Т.Н. и др. Нефть в гранитах фундамента (на примере месторождения Белый Тигр, Вьетнам) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 12. С. 4–13.
10. Черкасов В. Н., Мищенко М.В., Максимова Ю.А. Проблемы вскрытия трещиновато-кавернозных коллекторов палеозойских отложений при бурении нефтяных и газовых скважин в Западной Сибири // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета: В 2 т. Томск: Изд-во ТПУ, 2016. Т. 2. С. 797–800.
11. Шустер В.Л. Нефтегазоносность палеозойского фундамента Западной Сибири // Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2010. Вып. 2(2). С. 2. http://www.oilgasjournal.ru/vol_2/articles/5.html (Дата обращения 27.04.2023).

12. *Запивалов Н.П.* Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири // Советская геология. 1979. № 3. С. 22–37.
13. *Костырева Е.А.* Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск, 2003. 20 с.
14. *Бордюг Е.В.* Генетические типы нефтей на юго-востоке Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2011. № 6. С. 64–67.
15. *Егоров А.С., Чистяков Д.Н.* Структура консолидированного фундамента Западно-Сибирской платформы и прилегающих складчатых областей // Геология и геофизика. 2003. Т. 44, № 1–2. С. 101–119.
16. *Багрянцева К.И., Чилингар Г.В.* Роль трещин в развитии сложных типов коллекторов и фильтрации флюидов в природных резервуарах // Геология нефти и газа. 2007. № 5. С. 28–37.
17. *Цепляева А.И.* Разработка методики трехмерного геологического моделирования для коллекторов палеозойского фундамента Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. 2017. № 3. С. 36–40. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-3-36-40>
18. *Лобова Г.А., Исаев В.И., Кузьменков С.Г. и др.* Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) // Геофизический журнал. 2018. Т. 40, № 4. С. 73–106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>
19. *Лебедев Б.А.* Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.: Недра, 1992. 239 с.
20. *Прищепина О.М.* Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3, № 2. С. 12. https://www.ngtp.ru/rub/2008/14_2008.html (Дата обращения 27.04.2023).
21. *Соловьев М.В., Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М.* Перспективы нефтегазоносности палеозоя северной части Среднеасяганского мегавала (Томская область) // Геомодель 2019: Материалы 21-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, Россия, 9–13 сентября 2019 г. <https://www.doi.org/10.3997/2214-4609.201950101>

A conceptual model for the formation of oil and gas accumulation zone within the Paleozoic basement of the southeastern West Siberian basin

N.V. Sinita*, O.M. Prishchepa

Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

E-mail: *sinita.nvd@gmail.com

Abstract. In modern conditions of high demand for oil reserves in the Russian Federation, the most important region for its production remains the West Siberian oil and gas basin with target objects in well studied and developed Jurassic and Cretaceous sediments. The high degree of depletion of oil reserves at traditional sites and low exploration of complex and unconventional oil accumulations contribute to intensification of prospecting activities in Achimov, Bazhenov and Tyumen deposits, as well as those in deeper and less studied Lower Jurassic, Triassic and Paleozoic deposits located in the basement of sedimentary cover.

The issue of oil and gas content of the pre-Jurassic complex of the West Siberian oil and gas basin has been debated for many years by experts, who highly appreciate the potential of identifying new large-scale oil and gas accumulations in such sediments. A series of recent discoveries in the Tomsk region (Urman-Archinsk group) confirms the importance of selecting such an exploration area.

A review of existing ideas about the prospects of oil and gas content in the Paleozoic basement of the southeastern part of the West Siberian basin, along with an analysis of the identified conditions of hydrocarbon accumulation formation, allowed to propose a conceptual model that can be used as a basis for prediction when searching for accumulations in the pre-Jurassic complex.

Keywords: oil and gas content of basement rocks, Paleozoic of the West Siberian oil and gas basin.

Citation: *Sinita N.V., Prishchepa O.M.* A conceptual model for the formation of oil and gas accumulation zone within the Paleozoic basement of the southeastern West Siberian basin // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 1(40). P. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2> (In Russ.).

References

1. *Prishchepa O.M., Borovinskikh A.P.* The long term development of the Russian oil resources // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2016. Vol. 11, No. 3. P. 36. https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2016 (In Russ.).
2. *Gavrilov V.P., Grunis E.B.* The state of oil production resource base in Russia and its increase prospects // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2012. No. 5. P. 30–38. (In Russ.).
3. *Maksimov A.K., Koroleva A.N.* National geological exploration today: actual problems and solutions // *Problems of Economics and Management*. 2012. No. 8(12). P. 66–72. (In Russ.).
4. *Hai L.V., Ngia T.T., Veliyev M.M.* Geological structure and oil and gas content of the offshore oil fields of JV Vietsovpetro. St. Petersburg: Nedra, 2016. 515 p. (In Russ.).
5. *Shakhnovsky, I.M.* Some debatable problems of petroleum geology // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2003. No. 2. P. 14–22. (In Russ.).

6. *Lobova G.A., Lunyova T.E., Isaeva O.S.* Oil and gas content of weathering crust and Paleozoic of Koltogor mezodepression (north-west of the Tomsk region) // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2019. Vol. 330, No. 9. P. 103–113. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/9/2259> (In Russ.).
7. *Kontorovich A.E.* Oil and gas geology: Selected works: In 3 vols. Vol. 1. Oil and gas geology of Siberia. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2008. 540 p. (In Russ.).
8. *Melnik I.A., Smirnova K.Yu., Zimina S.V.* et al. Geological structure, stratigraphy and perspectives of oil and gas potential in the Low-Middle Jurassic deposits in Tomsk region // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2015. Vol. 326, No. 11. P. 20–30. (In Russ.).
9. *Areshev E.G., Gavura V.E., Nemchenko T.N.* et al. Oil in granites of basement (on an example of White Tiger field, Vietnam) // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2006. No. 12. P. 4–13. (In Russ.).
10. *Cherkasov V. N., Mishchenko M.V., Maksimova Yu.A.* Problems of opening of fractured-cavernous reservoirs of Paleozoic deposits during drilling of oil and gas wells in Western Siberia // Problems of Geology and Subsurface Development: Proceedings of the 20th International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted to the 120th anniversary of Tomsk Polytechnic University: In 2 vols. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2016. Vol. 2. P. 797–800. (In Russ.).
11. *Schuster V.L.* Petroleum of Paleozoic foundation of Western Siberia // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2010. Iss. 2(2). P. 2. http://oilgasjournal.ru/vol_2/articles/5.html (Accessed on 27.04.2023). (In Russ.).
12. *Zapivalov N.P.* Geological preconditions and methods of search of oil deposits in Paleozoic in the south of Western Siberia // Sovetskaya Geologiya. 1979. No. 3. P. 22–37. (In Russ.).
13. *Kostyreva E.A.* Geochemistry and genesis of Paleozoic oils of southeast Western Siberia: Synopsis of Ph.D. thesis. Novosibirsk, 2003. 20 p. (In Russ.).
14. *Bordyug E.V.* Genetic oil types in the southeast of the West Siberian oil and gas basin // Moscow University Geology Bulletin. 2011. Vol. 66, No. 6. P. 442–445. <https://doi.org/10.3103/S0145875211060032>
15. *Egorov A.S., Chistyakov D.N.* Deep structure of the basement of the West Siberian Platform and its folded surroundings // Russian Geology and Geophysics. 2003. Vol. 44, No. 1–2. P. 101–119.
16. *Bagrintseva K.I., Chilingar G.V.* The role of fractures in formation of complicated types of reservoirs and fluid filtration in natural reservoirs // Geologiya Nefti i Gaza. 2007. No. 5. P. 28–37. (In Russ.).
17. *Tseplyaeva A.I.* Development of the methodology of 3D geological modeling for the reservoirs of the Paleozoic basement of West Siberia // Oil and Gas Studies. 2017. No. 3. P. 36–40. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-3-36-40> (In Russ.).
18. *Lobova G.A., Isaev B.I., Kuzmenkov S.G.* et al. Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves) // Geophysical Journal. 2018. Vol. 40, No. 4. P. 73–106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611> (In Russ.).

19. *Lebedev B.A.* Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins. Leningrad: Nedra, 1992. 239 p. (In Russ.).
20. *Prischepa O.M.* Zones of oil-gas accumulation: methodical approaches to their establishment ensuring the modern solution of problems of an oil-gas-producing branch // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2008. Vol. 3, No. 2. P. 12. https://www.ngtp.ru/rub/2008/14_2008.html (Accessed on 27.04.2023). (In Russ.).
21. *Solovev M.V., Kontorovich V.A., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M.* Petroleum potential of the Paleozoic of the northern part of Srednevasyugan megaswell (Tomsk region) // *Geomodel 2019: Proceedings of the 21st Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 9–13 September 2019*. <https://www.doi.org/10.3997/2214-4609.201950101> (In Russ.).

Контактные явления при водоизоляции

О.Ф. Кондрашев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

E-mail: kondr_of@mail.ru

Аннотация. Микрореологические исследования в порах микронных размеров гелеобразующих растворов на основе гивпана показали, что контактное взаимодействие в пластовой системе жидкость–порода приводит к структурно-механической коагуляции пористой среды, блокированию поровых каналов упруговязкими пробками фильтрата, проявляющего в обычных условиях вязкопластичные качества. Показано, что эти процессы развиваются сразу при контакте фильтрата с поверхностью, а разрывы сплошности при критических давлениях не ухудшают водоизолирующих свойств.

Ключевые слова: граничный и адсорбционный слои, нелинейная фильтрация, сдвиговая упругость, контактное взаимодействие, разрыв сплошности.

Для цитирования: Кондрашев О.Ф. Контактные явления при водоизоляции // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 27–35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art3>

Введение

Высокая удельная поверхность горных пород, наличие природных и синтетических поверхностно-активных веществ в пластовых флюидах создают предпосылки для их интенсивного контактного взаимодействия и соответствующего влияния на фильтрационно-емкостные характеристики пластовых систем.

Первые упоминания о влиянии молекулярно-поверхностных взаимодействий в водопроницаемых грунтах относятся еще к XIX веку [1, с. 59]. Возникновение критического градиента давления связывалось как с капиллярными явлениями, ограничивающими спектр пор, охваченных фильтрацией [2], так и с образованием на их поверхности прочных пристенных слоев, снижающих проницаемость [3].

С началом промышленного освоения нефтяных месторождений аналогичные коллизии возникли и в отношении пластовых флюидов: Д. Льюис [4], например, установил связь проницаемости с природой фильтрата и

адсорбционным взаимодействием, а Х. Адзуми [5] и М. Маскет [6, с. 89] доказали обратное.

Только к середине прошлого века совершенствование техники и методики фильтрационных исследований позволило П.А. Ребиндеру и др. [7] убедительно доказать связь нелинейного характера фильтрации нефти с образованием адсорбционно-сольватных (далее граничных) слоев, снижающих эффективное сечение поровых каналов.

Его исследования, работы Б.В. Дерягина [8] положили начало интенсивному изучению морфологии этих слоев, представляющих собой двумерные структуры, существенно отличающиеся по плотности, оптическим, диэлектрическим и структурно-механическим свойствам от аналогичных объемных характеристик жидкости. Размеры граничных слоев по разным оценкам варьируют от десятков нанометров до десятков микрометров в зависимости от рода жидкости и контактной поверхности [9].

Прямое применение эти исследования нашли в теории и практике смазочного действия, где граничные слои обрели свое современное название [10].

В нефтяной отрасли это направление интенсивно разрабатывалось в Уфимском нефтяном институте (ныне Уфимский государственный нефтяной технический университет), где проф. И.Л. Мархасиным была создана уникальная экспериментальная база для исследования молекулярно-поверхностных взаимодействий в пластовых системах, нашедшая применение в решении многих вопросов добычи углеводородов – оценки эффективности воздействия физико-химических методов на остаточную нефть, гидродинамики фильтратов технологических жидкостей в пористой среде и т. п. [11].

Признанием важности и перспективности этих исследований было проведение на базе вуза двух всесоюзных конференций по физико-химической механике нефти и нефтепродуктов.

Однако после П.А. Ребиндера и Б.В. Дерягина интенсивность работ в этой области существенно снизилась [12–17], хотя применение новых материалов в добыче нефти, увеличение доли месторождений с осложненными условиями эксплуатации объективно требуют, напротив, усиленного изучения более сложных пластовых объектов.

В полной мере это относится к системам с растворами на полимерной основе, реология которых значительно сложнее низкомолекулярных жидкостей [18]. Разработка их проводится, как правило, на основе методов стандартной нефтяной реометрии, предназначенных для тестирования объемных свойств растворов предыдущего поколения и не ориентированных на изучение проявлений контактного взаимодействия – граничных слоев и различных вязкоупругих эффектов,

влияние которых на свойства фильтрата и его гидродинамику может быть определяющим [19].

Основная часть

Для проработки подобных вопросов были проведены дополнительные исследования новых образцов водоизолирующего состава [20] на экспериментальной установке, представляющей собой конструктивное развитие известных приборов Б.В. Дерягина и П.А. Ребиндера и предназначенной для изучения молекулярно-поверхностных явлений в пластовых системах жидкость–порода, анализа их влияния на физические характеристики флюидов в порах микронного масштаба.

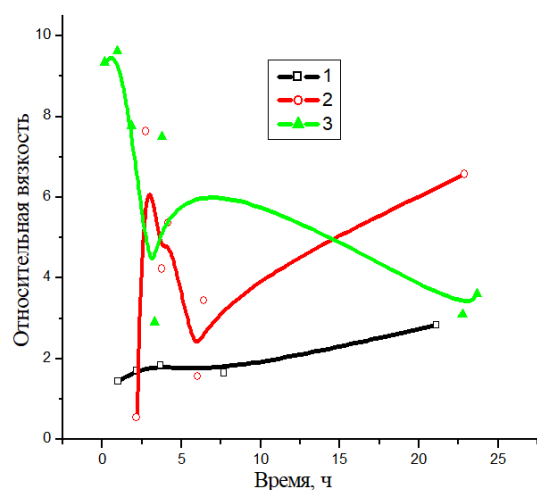
Измерительная ячейка установки (далее узкий зазор) представляет собой две параллельно расположенные пластины из породообразующего минерала, закрепленные в сложном механическом подвесе, который обеспечивает тангенциальность расположения пластин и расстояния между ними – узкого зазора в интервале 0,1–30 мкм [19]. Принципиальное отличие описываемого устройства от прототипов – прямое измерение структурно-механических свойств флюидов при пластовых условиях.

Объект исследования, подробно описанный в [20], представлял собой водощелочные растворы гидролизованного акрилсодержащего полимера с функциональной добавкой – гидрофобизатором. Полимер, выпускаемый под названием «гивпан», в отличие от гипана, более термостабилен, что принципиально важно для условий Западной Сибири. Гидрофобизатор – продукт реакции триэтаноламина с жирными кислотами таллового масла – относится к классу неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ).

С учетом коллоидных свойств раствора и его компонентов (геле-, осадко- и мицеллообразование) были подготовлены несколько перспективных образцов водоизолирующего состава, содержащих до 3–10% гивпана, 0,5–15% НПАВ и 0–10% CaCl_2 .

Результаты исследований

В ходе микрореологических исследований в узких зазорах, соответствующих средним радиусам поровых каналов естественных кернов, были выявлены особенности контактного взаимодействия, определяющие гидродинамику водоизолирующего состава:



1 – гивпан; 2, 3 – раствор гивпана с НПАВ

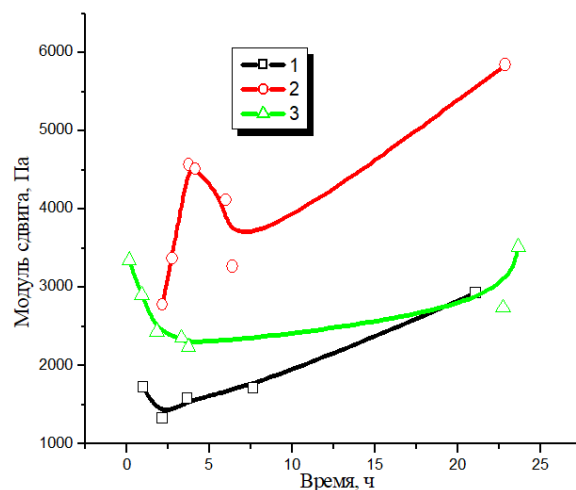
Рис. 1. Динамика вязких свойств гивпана и его раствора с НПАВ в узком зазоре 1,8 мкм (1, 2) и 3,6 мкм (3)

Анализ этой стадии структурообразования показал, что результат вызван стерическими эффектами – геометрией пор и поверхностными силами, ограничивающими подвижность кинетических элементов жидкости. Макроскопически это проявляется в виде резкого усиления неньютоновских

1. скачок вязкоупругих свойств в момент контакта;

2. селективное усиление неньютоновских свойств фильтрата.

Изучение динамики структурообразования полимерных растворов (рис. 1 и 2) показал, что эта зависимость имеет полиэкстремальный характер, где первый экстремум структурно-механических свойств наблюдается сразу в момент контакта с твердым телом. Вязкость при этомкратно превышает свое объемное значение – фактор приведения в данном случае, а появление сдвиговой упругости (см. рис. 2) говорит о качественном изменении надмолекулярной структуры жидкости.



1 – гивпан; 2, 3 – раствор гивпана с НПАВ

Рис. 2. Динамика упругих свойств гивпана и его раствора с НПАВ в узком зазоре 1,8 мкм (1, 2) и 3,6 мкм (3)

аномалий сразу при затекании фильтрата в пору. Из рассматриваемых кинетических зависимостей видно, что эта первичная квазиструктура быстрее формируется в случае ослабления указанных факторов – увеличения узкого зазора или наличия НПАВ (см. рис. 1 и 2, кривые 1, 3).

Дальнейшее немонокотонное изменение динамической кривой в течение суток связано с массопереносом к границе раздела и формированием граничного слоя, постепенно структурирующего поровое пространство.

Корректность интерпретации этого механизма иллюстрирует кинетика фактора механических потерь (рис. 3), определяемого соотношением вязких и упругих свойств жидкости: уменьшение этого показателя говорит о преобладании упругих свойств в пробе жидкости и отражает процесс формирования граничного слоя, постепенно структурирующего поровую жидкость и изменяющего ее организацию от вязкопластичной до упруговязкой.

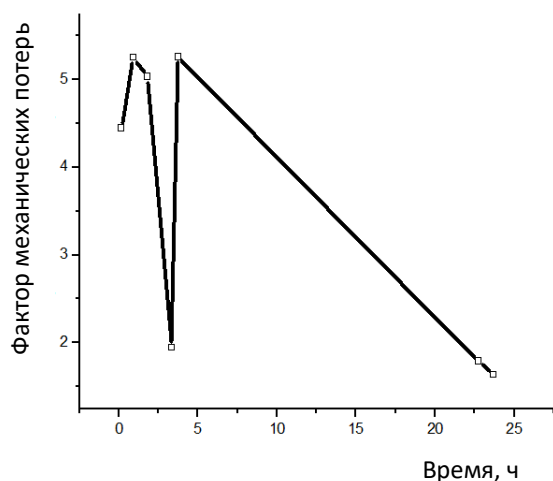


Рис. 3. Зависимость фактора механических потерь от времени для раствора гивпана с НПАВ в зазоре 3,6 мкм

Обсуждаемые графические данные наглядно демонстрируют влияние твердого тела — величины узкого зазора на вязкоупругие параметры одинаковых образцов (см. рис. 1 и 2, кривые 2, 3) и избирательное воздействие на разные растворы (см. рис. 1 и 2, кривые 1 и 2, 3).

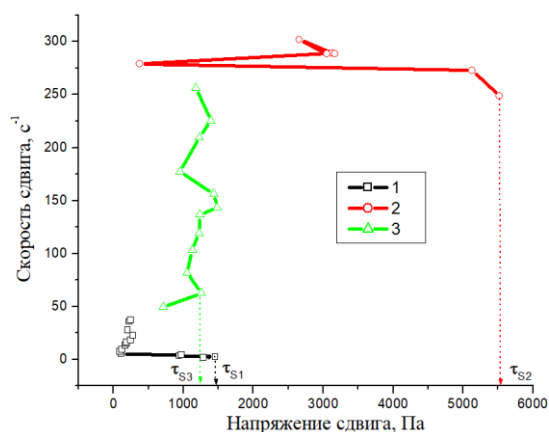
Селективность действия межфазных сил проявляется в более сильной модификации слабоструктурированных

жидкостей с НПАВ (см. рис. 1 и 2, кривые 2, 3), высокая подвижность структурных единиц которых обеспечивает их более плотную упаковку в пристенном слое. Из приведенного также следует, что поверхностно-активная добавка здесь является многофункциональной, обеспечивая, помимо гидрофобизации поверхности и увеличения текучести раствора, дополнительное усиление изолирующих характеристик разрабатываемого образца поверхностными силами.

На основе описанных микрореологических исследований был оптимизирован компонентный состав раствора, обеспечивающий наиболее высокие скорость и прочность структурно-механической коагуляции водонасыщенной пористой среды за счет контактного взаимодействия.

Радикальные изменения физических свойств флюидов в пластовой системе определяют специфику их продвижения в пористой среде.

Изучение этих процессов по предложенной методике показало, что действительно они принципиально отличаются от общепринятой вязкопластичной модели течения наличием S-образных фрагментов кривых с отрицательными углами наклона, где скорость, вопреки указанной модели, возрастает с уменьшением напряжения (рис. 4), и кратны бóльшим масштабам скоростей и напряжений сдвига. Для наглядности степени модификации структуры фильтра можно сопоставить величины критических напряжений сдвига в данном случае (τ_s) и в объемных условиях [20], где для водного раствора гивпана этот показатель составляет 5,78 Па, для водоизолирующего раствора на его основе — 0,32 Па.



1 – водоизолирующий раствор в зазоре 3,6 мкм;
2 – водоизолирующий раствор в зазоре 1,8 мкм;
3 – гивпан в зазоре 1,8 мкм

Рис. 4. Кривые течения водоизолирующего раствора и гивпана в узких зазорах

Известно, что отмеченное является проявлением известного эффекта разрыва сплошности, наблюдаемого обычно в концентрированных суспензиях, растворах полимеров и их расплавах [18]. В нашем случае эффект проявляется в разбавленных полимерных растворах и вызван именно контактным взаимодействием, интенсивность которого резко убывает по мере удаления от границы раздела (см. рис. 4, кривые 1–3).

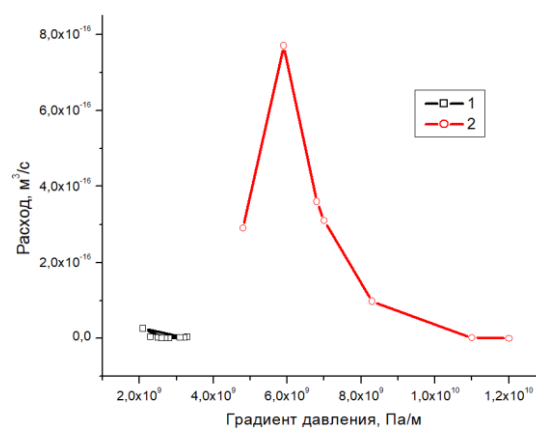
Не останавливаясь на анализе физики этого явления, подробно описанном в [18], отметим лишь его прикладное значение, состоящее в существенном усилении изолирующих свойств фильтрата, поскольку критический перепад давления в момент разрыва континуума локализуется во входной зоне порового канала и не распространяется на остальной объем поровой жидкости. По этой причине она фактически остается под действием существенно меньших давлений и сохраняет свои функциональные характеристики.

Принципиально важно подчеркнуть, что надмолекулярная структура

вязкопластичной жидкости в этих условиях необратимо разрушается, теряя свои физические свойства и способствуя тем самым прорыву фильтрата или пластовых вод.

Для сравнения влияния НПАВ и дальнего действия твердой фазы здесь (см. рис. 4) в одном масштабе представлены водные растворы гивпана (кривая 1) и его смесей с НПАВ (кривые 2, 3) в разных по величине зазорах.

Полученные данные микро-реологических измерений позволили оценить и сопоставить величину расхода гивпана (рис. 5, кривая 1) и его раствора с НПАВ (рис. 5, кривая 2) в поре диаметром 1,8 мкм по известному уравнению Букингама. Видно, что расход последнего возникает при напряжениях, вдвое превышающих условия течения гивпана, а после разрыва континуума резко снижается до уровня гивпана из-за перераспределения давления. Разрыв сплошности в нашем случае выполняет функции своего рода предохранительного клапана, обеспечивающего докритические давления в поре.



1 – гивпан; 2 – водоизолирующий состав

Рис. 5. Расход водного раствора гивпана и водоизолирующего состава в поровом канале диаметром 1,8 мкм

Важно отметить, что приведенные данные по расходу рассчитаны для контактного взаимодействия в течение суток. При меньшей длительности контакта превосходство разработанного состава будет еще значительнее вследствие описанного выше первоначального скачка структурно-механических свойств.

Заключение
Проведенные микрореологические исследования позволили выявить особенности структурообразования полимерных водоизолирующих композиций в конкретной пластовой системе, оценить вклад поверхностных сил в структурно-механическую коагуляцию пористой среды и на этой основе оптимизировать компонентный состав технологической жидкости.

Литература

1. *King F.H.* Principles and conditions of the movements of ground water: U.S. Geological Survey 19th Annual Report. Reston, VA: United States Geological Survey, 1898. Part II. 384 p.
2. *Пузыревская Т.Н.* Просачивание воды через песчаные грунты // Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева. 1931. Т. 1. С. 251–256.
3. *McHaffie I.R., Lenher S.* CCVIII. – The adsorption of water from the gas phase on plane surfaces of glass and platinum // Journal of the Chemical Society, Transactions. 1925. Vol. 127. P. 1559–1572. <https://doi.org/10.1039/CT9252701559>
4. *Фенчер Д., Льюис Д., Бернс К.* Физические испытания пород нефтяных и газовых пластов и их свойства. Баку; М.: Азнефиздат, 1934. 31 с. (Иностранная нефтяная техника / Всемирный нефтяной конгресс. Лондон, 1933; Вып. 105).
5. *Adzumi H.* On the flow of gases through a porous wall // Bulletin of the Chemical Society of Japan. 1937. Vol. 12, No. 6. P. 304–312. <https://doi.org/10.1246/bcsj.12.304>
6. *Маскет М.* Течение однородных жидкостей в пористой среде / Пер. с англ. М.А. Геймана. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1949. 628 с.
7. *Кусаков М.М., Ребиндер П.А., Зинченко К.Е.* Поверхностные явления в процессах фильтрации нефти // Доклады АН СССР. 1940. Т. 28, № 5. С. 342–426.
8. *Дерягин Б.В., Ребиндер П.А., Зинченко К.Е.* Поверхностные явления в процессах фильтрации нефти // Доклады АН СССР. 1940. Т. 28, № 5. С. 432–436.
9. *Липатов Ю.С.* Коллоидная химия полимеров. Киев: Наукова думка, 1984. 343 с.
10. *Фукс Г.И.* Вязкость и пластичность нефтепродуктов / Под ред. проф. М.М. Кусакова. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1951. 272 с.
11. *Мархасин И.Л.* Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977. 214 с.
12. *Аэро Э.Л., Бессонов Н.М., Булыгин А.Н.* Аномальные свойства жидкостей вблизи твердой поверхности и моментальная теория // Коллоидный журнал. 1998. Т. 60, № 4. С. 446–453.
13. *Голикова Е.В.* Роль граничных слоев воды в устойчивости дисперсных систем: Автореф. дис. ... докт. хим. наук. СПб., 2004. 32 с.
14. *Zeng B., Cheng L., Li C.* Low velocity non-linear flow in ultra-low permeability reservoir // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011. Vol. 80, No. 1. P. 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.10.006>

15. *Зайцев М.В., Михайлов Н.Н.* Влияние околоскважинной зоны на продуктивность скважины // Нефтяное хозяйство. 2004. № 1. С. 64–66.
16. *Эбзеева О.Р., Злобин А.А.* Анализ свойств граничных слоев нефти после заводнения пластов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. Т. 11, № 2. С. 87–94.
17. *Злобин А.А., Юшков И.Р.* Исследование импульсным методом ЯМР тонких гетеропленок на поверхности поровых каналов пород-коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 10. С. 64–67.
18. *Виноградов В.Г., Малкин А.Я.* Реология полимеров. М.: Химия, 1977. 438 с.
19. *Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У.* Модификация структурно-механических свойств полимеров в пористой среде. М.: Геоинформак, 2000. 56 с.
20. *Рогачев М.К., Кондрашев А.О., Кондрашев О.Ф.* Водоизоляционный полимерный состав для низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 4. С. 63–65.

Contact phenomena during water insulation

O.F. Kondrashev

Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia

E-mail: kondr_of@mail.ru

Abstract. Microrheological studies of givpan-based gel-forming solutions in micron-sized pores have shown that contact interaction in the fluid–rock formation system leads to structural and mechanical colmatation of the porous medium, blocking of pore channels by elastic-viscous filtrate plugs, which under normal conditions exhibit viscoplastic qualities. It is shown that these processes develop immediately upon contact of the filtrate with the surface, and discontinuities at critical pressures do not worsen the water-insulating properties.

Keywords: boundary and adsorption layers, nonlinear filtration, shear elasticity, contact interaction, discontinuity.

Citation: Kondrashev O.F. Contact phenomena during water insulation // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 1(40). P. 27–35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art3> (In Russ.).

References

1. King F.H. Principles and conditions of the movements of ground water: U.S. Geological Survey 19th Annual Report. Reston, VA: United States Geological Survey, 1898. Part II. 384 p.
2. Puzyrevskaya T.N. Water seepage through sandy soils // Proceedings of the VNIIG. 1931. Vol. 1. P. 251–256. (In Russ.).
3. McHaffie I.R., Lenher S. CCVIII. – The adsorption of water from the gas phase on plane surfaces of glass and platinum // Journal of the Chemical Society, Transactions. 1925. Vol. 127. P. 1559–1572. <https://doi.org/10.1039/CT9252701559>
4. Fancher G.H. Lewis J.A., Barnes K.B. Physical tests and properties of oil and gas sands // Proceedings of the 1st World Petroleum Congress, London, UK, 18–24 July 1933. Paper WPC-1079. <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC01/All-WPC01/WPC-1079/203988> (Accessed on 28.04.2023).
5. Adzumi H. On the flow of gases through a porous wall // Bulletin of the Chemical Society of Japan. 1937. Vol. 12, No. 6. P. 304–312. <https://doi.org/10.1246/bcsj.12.304>
6. Muskat M. The flow of homogeneous fluids through porous media. Ann Arbor, MA: J.W. Edwards, 1946. 763 p.
7. Kusakov M.M., Rebinder P.A., Zinchenko K.E. Surface phenomena in oil filtration processes // Doklady AN SSSR. 1940. Vol. 28, No. 5. P. 342–426. (In Russ.).
8. Deryagin B.V., Rebinder P.A., Zinchenko K.E. Surface phenomena in oil filtration processes // Doklady AN SSSR. 1940. Vol. 28, No. 5. P. 432–436. (In Russ.).
9. Lipatov Yu.S. Colloidal chemistry of polymers. Kiev: Naukova Dumka, 1984. 343 p. (In Russ.).
10. Fuks G.I. Viscosity and plasticity of petroleum products / Ed. by Professor M.M. Kusakov. Moscow; Leningrad: Gostoptekhizdat, 1951. 272 p. (In Russ.).
11. Markhasin I.L. Physico-chemical mechanics of the oil reservoir. Moscow: Nedra, 1977. 214 p. (In Russ.).

12. *Aero E.L., Bessonov N.M., Bulygin A.N.* Anomalous properties of a liquid near the solid surface and instant theory // *Colloid Journal*. 1998. Vol. 60, No. 4. P. 406–413.
13. *Golikova E.V.* The role of boundary layers of water in the stability of dispersed systems: Synopsis of Doctoral thesis. St. Petersburg, 2004. 32 p. (In Russ.).
14. *Zeng B., Cheng L., Li C.* Low velocity non-linear flow in ultra-low permeability reservoir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011. Vol. 80, No. 1. P. 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.10.006>
15. *Zajtsev M.V., Mikhajlov N.N.* Borehole zone effect on well deliverability // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2004. No. 1. P. 64–66. (In Russ.).
16. *Ebzeeva O.R., Zlobin A.A.* Analysis of properties boundary layers oil after its water flooding // *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and Gas Engineering and Mining*. 2012. Vol. 11, No. 2. P. 87–94. (In Russ.).
17. *Zlobin A.A., Yushkov I.R.* Investigation of thin heterofilms on the surface of pore channels of reservoir rocks by the pulsed NMR method // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2007. No. 10. P. 64–67. (In Russ.).
18. *Vinogradov V.G., Malkin A.Ya.* Rheology of polymers. Moscow: Khimiya, 1977. 438 p. (In Russ.).
19. *Kondrashev O.F., Sharipov A.U.* Modification of structural and mechanical properties of polymers in a porous medium. Moscow: Geoinformak, 2000. 56 p. (In Russ.).
20. *Rogachev M.K., Kondrashev A.O., Kondrashev O.F.* Water-shut-off polymeric composition for low-permeable reservoirs // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2014. No. 4. P. 63–65. (In Russ.).

Особенности распространения и перспективы открытия скоплений водорода в газах подземных вод Северо-Востока России

В.Е. Глотов

Северо-Восточный комплексный научно-исследовательский институт им. Н.А. Шило
Дальневосточного отделения РАН, г. Магадан, Россия
E-mail: geoecol@neisri.ru

Аннотация. В работе представлены данные о распространении водорода в свободном газе источников подземных вод и в водогазоносных объектах нефтегазоносных артезианских бассейнов с целью предварительной оценки перспектив возможного выявления его месторождений в земных недрах на Северо-Востоке России. Показано, что содержание водорода в подземных водах более 0,1 %об. встречается редко. Наибольшие значения его – до 47,18 %об. – отмечены в скважинах Анадырского и Западно-Камчатского артезианских бассейнов. Изучение геолого-гидрогеологических особенностей водородопоявлений позволило сделать вывод, что водород поступает из локализованных источников в зонах глубинных разломов, ограничивающих депрессии. Эти депрессии являются артезианскими бассейнами, в составе чехла которых есть слои пород с емкостными свойствами (поровыми, трещинными), переслаивающиеся с пластами основных и/или ультраосновных вулканитов (андезитов, базальтов, долеритов). Сделан вывод, что такие бассейны перспективны для сохранения значительных скоплений водорода.

Ключевые слова: Северо-Восток России, водород, глубинные разломы, артезианские бассейны, скопления водорода в земных недрах.

Для цитирования: Глотов В.Е. Особенности распространения и перспективы открытия скоплений водорода в газах подземных вод Северо-Востока России // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 36–44. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art4>

Введение

В 2021 году Правительством России принята «Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации». В соответствии с этим документом, водород планируют получать из природных углеводородов, прежде всего из метана, а также из ископаемого угля и из воды с использованием электроэнергии, генерируемой ГЭС и АЭС. Вместе с тем на возможность наличия в земных недрах промышленных скоплений водорода впервые указал В.Н. Ларин [1]. В настоящее время водород включен в состав списка «Полезные ископаемые России». Однако организовать поиски и разведку

этого полезного ископаемого на региональном или на государственном уровне возможно только после обоснованной оценки перспектив открытия подземных скоплений водорода в отдельных гидрогеологических структурах. Для решения данной задачи в крупнейшем географическом регионе нашей страны – Северо-Востоке России (СВ РФ) было проведено исследование с целью выявить геолого-гидрогеологические особенности участков распространения водорода в газопоявлениях на площади региона, с использованием этих знаний оценить перспективы открытия скоплений водорода в его недрах.

Данная цель имеет все признаки научной и практической новизны. Для ее достижения использовался метод научного анализа материалов газогеохимических и гидрогеологических работ, выполненных в предшествующие годы, в том числе и автором данного исследования. Материалы исследования – архивы Чукотской и Западно-Камчатской нефтегазоразведочных экспедиций производственного геологического объединения «Сахалингеология», опубликованные статьи и монографии [2–11].

Результаты исследований

В географическом отношении СВ РФ является полуостровом евразийского континента, расположенным восточнее Верхоянского хребта, площадью около 2 млн км². Это преимущественно горная страна, низменности занимают не более 25% всей территории. В геологическом строении выделяются кратонные террейны (Охотский, Омогонский), окруженные орогенными поясами: юрско-раннемеловыми, раннемеловыми, ранне- и позднекайнозойскими. На их площадях сформировались как постколлизийные осадочные бассейны (ОБ), так и надсубдукционные вулканоплутонические пояса (ВПП), крупнейшим из которых является меловой Охотско-Чукотский (ОЧВПП). Вулканическая деятельность продолжается и сейчас на Восточной Камчатке [5]. В пределах кайнозойских, раннемеловых и юрско-раннемеловых орогенных областей внедрения магматических расплавов происходят вплоть до настоящего времени (вулканы в верхнем течении р. Момы, в среднем течении р. Бол. Ануй [12].

На этом обширном структурно-тектоническом поле газогеохимические исследования осуществлялись, в основном, в отдельных ОБ в связи с поисками и отработкой месторождений горючих ископаемых, в складчатых областях при изучении бальнеологических свойств воды термальных источников. В процессе этих работ внимание уделялось ОБ с наибольшими объемами осадочных пород, перспективными для генерации, аккумуляции и сохранения залежей нефти и газа, которые рассматриваются автором как артезианские бассейны (АБ) [7].

Газогеохимические съемки проведены на площадях Индигиро-Зырянского, Хатырского и Анадырского АБ. В горном обрамлении Анадырского бассейна поверхностных постоянно действующих газопроявлений не установлено, основная часть площади АБ затундрована.

В Хатырском АБ на его восточной холмистой половине изучено 47 сероводородных источников пресных подземных вод. Практически в каждом из них отмечены свободные выделения газов, но водород в их составе отсутствует (анализы ВНИИГАЗ), см. табл. 1.

В Индигиро-Зырянском АБ на северо-западном борту Момской впадины газируют незамерзающие источники, питаемые подземными водами гидрокарбонатного класса кальциевой группы с общей минерализацией менее 0,3 г/дм³. Из опробованных 22 источников в газе свободных выделений обнаружен водород в 3 пробах в микроколичествах (менее 1 %об.). С содержанием СН₄ и редкими газами его количество не связано.

Таблица 1

Химический состав свободно выделяющихся газов в сероводородных источниках Хатырского АБ [6] и незамерзающих источниках Момской впадины Индигиро-Зырянского АБ [13]

Место отбора проб	Содержание газа, %об.							
	CO ₂	O ₂	H ₂	CH ₄	N ₂	He	Ar	Arx118/N ₂
<i>Восточная часть Хатырского АБ</i>								
Правобережье р. Хатырка, в бассейне руч. Ольховый	0,1*	0,5	—	60,9	37,5	0,019	0,498	1,56
Среднее течение р. Накепейлак	0,2**	0,4	—	74,3	20,8	0,006	0,915	5,23
Долина р. Вычгинай, верховье	0,4	0,9	—	42,5	55,5	0,007	0,708	1,52
<i>Северо-западная часть Момской впадины Индигиро-Зырянского АБ</i>								
Источник в бассейне р. Арга-Тарыннах	—	18,1	0,17	0,18	81,55	0,001	0,84	1,03
Субаквальный источник в русле р. Кюречер	—	0,53	—	3,86	95,61	0,0025	0,9907	1,03
Газопоявление в озере Кычам-Кюель	0,61	0,53	0,44	72,15	26,27	0,033	0,9893	3,76
Источник Тарын-Юрях у пос. Ельбет	0,74	7,3	0,2	—	91,47	0,0028	0,936	0,92

*Содержание CO – 0,5 %об.; **содержание CO – 0,4 %об.

Источники азотных термальных вод на СВ РФ сосредоточены в зонах разломов в пределах ОЧВПП в двух районах: Североохотоморском и Чукотском. С гидрогеологических позиций доказано, что вода в источниках – метеорная и морская, источник тепла – современные дайки базальтов в приконтактных зонах с гранитными интрузиями [9], т. е. глубина разломов не превышает зоны гранитизации. В газовом составе азотных гидротерм хлоридного и гидрокарбонатного классов при преобладании азота содержатся следы метана и углекислого газа при отсутствии водорода [6].

Для сравнительного исследования были изучены данные о газовом составе 86 источников азотных, метановых, азотно-углекислых и углекислых минеральных вод Монголии (всего 210 анализов) [14]. Каждый источник представляет собой площадку, на которой функционируют отдельные выходы (струи). Температура воды в них – от 2 до 92 °С. Во всех 46 источниках азотных терм в отдельных струях свободного газа

отмечено присутствие водорода. В 36 из них его содержание менее 1 %об., в 8 пробах концентрация превышала 1 %об., в том числе в двух точках на площадке термального источника Шаргалжуут (температура 92 °С) содержание водорода 37,49 %об. или 10,75 мг/дм³ (табл. 2).

В современной вулканической области Восточной Камчатки специалисты-вулканологи очень детально и подробно изучали материалы, характеризующие распределение водорода в газах, сопровождающих современные вулканические процессы. На основе полученных данных сделан вывод, что в газовом составе парогидротерм преобладает CO₂ (54,8 %об.) и азот (44,2 %об.). В незначительном количестве иногда встречаются метан, водород и сероводород [4, 10].

Таким образом, Камчатской вулканической области свойственно чаще всего отсутствие водорода, встречаются его микроколичественное содержание и очень редкие макроколичественные примеси.

Таблица 2

Газовый состав термальных источников Монголии [14]

Название источника; температура; pH	Формула химического состава	Содержание растворенных газов, %об.						
		H ₂	He	Ar	O ₂	N ₂	CO ₂	CH ₄
Азотные термы – 38 площадей								
Сайхан-Хульгос; скважина; 53; 8,75	$M0,9 \frac{SO_4 73 Cl 15}{Na 81 Ca 18}$	2,63	0,74	1,9	0,02	94	0	0,47
Шаргалжуут; 92; 19.08.81 г.; 8,75	$M0,45 \frac{HCO_3 44 SO_4 29}{Na 97}$	0,93	0,22	3,19	0	95,48	0	0,18
Шаргалжуут; 92; 19.08.1981 г.	Тот же	6,45	0,21	2,22	0	95,51	0	0,03
Шаргалжуут; 92; 19.08.1981 г.	Тот же	37,49	0,016	1,02	0	61,45	0	0,01
Шаргалжуут; 92; 19.08.1981 г.	Тот же	21,62	0,03	1,9	0	76,45	0	0
Шивэрт, скважина; 48; pH ?	$M0,44 \frac{HCO_3 43 SO_4 32}{Na 98}$	4,19	0,17	1,24	0	94,4	0	0

Наиболее интересны результаты изучения проб газа, полученные при испытаниях нефтегазопроисловых скважин. Данные о составе водородсодержащих скважин по изученным бассейнам приведены в табл. 3. В этой таблице нет сведений о результатах изучения проб газа из скважин в пределах Хатырского и Восточно-Камчатского артезианских бассейнов. В первом из них получены

притоки нефти и газа промышленного масштаба, но водорода в составе газа не обнаружено. Второй признан неперспективным на нефть и газ из-за сильной тектонической раздробленности и отсутствия пластовых коллекторов и покрышек [3], водород в пробах газа не установлен. В Анадырском и Западно-Камчатском нефтегазоносных АБ водород обнаружен в единичных объектах.

Таблица 3

**Данные о составе газов из осадочного чехла Анадырского и Западно-Камчатского АБ
(по материалам Анадырской и Камчатской нефтегазоразведочных экспедиций)**

Структура; интервал исследования, м; состав пород	Содержание компонентов газовой пробы, %об.						
	H ₂	N ₂	CO ₂	CH ₄	C _n H _{2n+2}	He	Ar
<i>Анадырский АБ</i>							
Западно-Озерная площадь, скв. 15; 2778-2810; катаклазированные аргиллиты K ₂	3,708	7,625	1,48	78,38	4,2	0,015	0,06
Собольковская площадь, скв. 6; 1842-1828; песчаники, алевролиты олигоцен-эоценового возраста (Pg ₂₋₃).	1,42	19,2	0,35	68,66	5,8	н/об.	н/об.
Профильная площадь, скв. 8; 455-471; перемятые аргиллиты Pg ₂₋₃ .	3,01	12,8	0,19	71,16	н/об.	н/опр.	н/опр.
Профильная площадь, скв. 8; 1043-1085; аргиллиты, песчаники K ₂	7,25	22,68	0,6	69,43	н/опр.	н/опр.	н/опр.
<i>Западно-Камчатский АБ</i>							
Твоянская площадь, скв. 1, 1688-1696; песчаники, алевролиты K ₂	47,18	49,3	3,5	0,02	н/опр.	-	-
Верхне-Низконская площадь, ТП-2; 774-760; песчаники N ₁	6,8	16,2	0	77,09	0,1	-	-

Обсуждение результатов

В совокупности представленные данные показывают, что водород в составе газов генетически не связан с компонентами химического и газового составов флюидов. Их объединяют только общие пути миграции к дневной поверхности. Содержание водорода более 1 %об. очень редко. Вместе с тем в орогенных областях на Северо-Востоке РФ при выполнении региональных геофизических профилей с успехом используют газовую съемку для подтверждения глубинных разломов по вариации микроколичества водорода в составе газа из приповерхностного слоя, т. е. в зонах этих разломов водород в микроколичествах присутствует постоянно. С глубинными разломами связаны и все показанные выше макропроявления водорода. Следовательно, для повышения его содержания до 1 %об. и более необходима концентрация газа в коллекторах под надежными крышками, которыми могут быть пласты магматических пород (базальты, диабазы, андезиты и др.). Такие условия существуют в депрессиях, связанных с зонами глубинных разломов, выполненные флюидопроницаемыми породами и пластовыми эффузивными телами. Действительно, в Монголии все термы формируются в зонах глубинных разломов, но азотные с примесью водорода выявлены только в Хангайской области. Эта область отличается резко дифференцированными неотектоническими движениями. Водородсодержащие термы приурочены к зонам разломов, отделяющим блоки погружающиеся от воздымающихся. Погруженные блоки – депрессии (артезианские бассейны) заполнены кайнозойскими отложениями, которые

расслоены базальтами четвертичного возраста [14].

С гидротермальными резервуарами пластового типа связаны и водородсодержащие гидротермы и парогидротермы Камчатки. Такие депрессии названы А.В. Кирюхиным [15] артезианскими вулканогенными бассейнами.

В Анадырском и Западно-Камчатском АБ скважины, вскрывшие газовые или газоводяные объекты, пересекали пластовые тела основных эффузивов в палеогеновых и меловых отложениях в зонах скрытых субмеридиональных глубинных разломов [16]. В первом из указанных артезианских бассейнов В.В. Иванов показал, что для меловых и палеогеновых толщ свойственно наличие пластовых тел диабазов, долеритов, базальтов и др. [11]. В Западно-Камчатском АБ расслоенность миоценовых отложений базальтами было установлено до начала периода бурения глубоких скважин. В обнажениях угленосных кулувенской и вивинтекской свит в бассейнах рек Крутогоровка и Ича встречались пласты базальта мощностью до 25 м [3]. Следует отметить, что наличие магматических слоев в осадочном чехле артезианского бассейна относят к неблагоприятному признаку при оценке перспектив нефтегазоносности.

Обращает на себя внимание наличие скоплений водорода под эффузивными пластами не только в изученных бассейнах, но и в Центральном-Камчатском прогибе, а также во впадинах и прогибах в составе Янско-Тауйского АБ (Хасынскую, Пареньскую, Авековскую, Челомджинскую), выполненных угленосными меловыми образованиями и перекрытыми эффузивными толщами.

Как весьма перспективный на открытие залежей водорода оценивается Омсукчанский прогиб в бассейне верхнего течения р. Колыма, находящийся в зоне глубинных субмеридиональных разломов. Осадочный чехол его сложен меловыми угленосными толщами, расслоенными пластами базальтов, андезитов, диоритов и др. [7, 8].

При оценке перспектив выявления залежей водорода необходимо изучить его содержание в приповерхностных грунтах не только над пластами-покрышками, но и в зонах глубинных разломов, обрамляющих эти пласты. Эффективно использование способов газогеохимических съемок в сочетании с геофизическими сейсморазведочными работами. Один из таких способов основан на искусственном ускорении процессов миграции газа, например, серией

взрывов тротиловых зарядов массой 4–10 кг [2, 17]

Таким образом, анализ имеющихся газогеохимических материалов позволяет сделать ряд выводов:

- водород мигрирует из недр Земли к ее дневной поверхности в форме рассеянного потока по зонам глубинных разломов;
- аккумуляция водорода в скопления происходит в объектах с хорошими коллекторскими свойствами, перекрытыми газопорными магматогенными покровами;
- структурами, благоприятными для формирования таких объектов являются связанные с глубинными разломами депрессии – артезианские бассейны разных размеров и происхождения, в том числе вулканогенные;
- для поиска водородных скоплений в недрах этих структур целесообразно использовать газогеохимические способы.

Автор благодарит гл.н.с. ИПНГ РАН, д.г.-м.н. Л.А. Абукову за предложение обратить внимание на перспективы недр СВ РФ на скопления водорода, Л.П. Глову – за помощь в подборе материалов и подготовке статьи для публикации.

Литература

1. Ларин В.Н. Наша Земля (происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли). М.: Агар, 2005. 248 с.
2. Глов В.Е., Иванов В.В., Кузнецов О.Л. А.с. SU 1260909 A1. Способ поисков месторождений полезных ископаемых, обладающих газообразными эманациями. № 3922661; Заявл. 28.06.1985; Оpubл. 30.09.1986 // Изобретения. Полезные модели. 1986. Бюл. № 36. 3 с. <http://www1.fips.ru>
3. Белова М.Б., Васильев В.Г., Власов Г.М. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Камчатки / Под ред. В.Г. Васильева. М.: Гостоптехиздат, 1961. 344 с.
4. Вакин Е.А., Декусар З.Б., Сережников А.И., Спиченкова М.В. Гидротермы Кошелевского вулканического массива // Гидротермальные системы и термальные поля Камчатки: Сб. ст. / Отв. ред. В.М. Сугробов. Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 1976. С. 58–84.
5. Геодинамика, магматизм и металлогения востока России: В 2 кн. / Под ред. А.И. Ханчука. Владивосток: Дальнаука, 2006. Кн.1. 572 с.+Картографическое приложение.
6. Гидрогеология СССР. Т. XXVI. Северо-Восток СССР / Под ред. О.Н. Толстихина. М.: Недра, 1972. 297 с.

7. *Глотов В.Е.* Гидрогеология осадочных бассейнов Северо-Востока России. Магадан: Кордис, 2009. 232 с.
8. *Глотов В.Е.* Субмеридиональные зоны скрытых разломов: влияние на газогидрогеохимические особенности и нефтегазоносность глубоких осадочных бассейнов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. Вып. 2(12). С. 6. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2015-12.art6>
9. *Глотов В.Е., Кулаков В.В.* Особенности формирования азотных термальных источников Приохотья // География и природные ресурсы. 2022. Т. 43, № 2. С. 146–154. <https://doi.org/10.15372/GIPR20220215>
10. *Ероцев-Шак В.А.* Гидротермальный субповерхностный литогенез Курило-Камчатского региона. М.: Наука, 1992. 132 с.
11. *Иванов В.В.* Осадочные бассейны Северо-Восточной Азии (сравнительный нефтегеологический анализ) / Отв. ред. А.А. Трофимук. М.: Наука, 1985. 209 с.
12. *Кораго Е.А., Евдокимов А.Н.* Постмиоценовый континентальный вулканизм Северной Евразии // Петрология. 1999. Т. 7, № 1. С. 80–98.
13. *Косолапов А.И., Мокшанцев К.Б., Черский М.В.* Перспективы Колымского массива, Момо-Зырянской впадины и Приморского прогиба на нефть и газ // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов: Материалы Всесоюзного совещания по оценке нефтегазоносности территории Якутии. М.: Недра, 1968. С. 361–367.
14. *Писарский Б.И., Ганчимэг Д.* Газовый состав подземных минеральных вод Монголии. Иркутск: Ин-т земной коры СО РАН, 2007. 106 с.
15. *Кирюхин А.В., Кирюхин В.А., Манухин Ю.Ф.* Гидрогеология вулканогенов. СПб.: Наука, 2010. 395 с.
16. *Сидоров А.А., Волков А.В., Глотов В.Е.* Роль скрытых субмеридиональных разломов в формировании нефтегазоносного потенциала осадочных бассейнов Северо-Востока России // Тектоника, глубинное строение и минерагения Восточной Азии. VIII Косыгинские чтения: Материалы Всероссийской конференции. Владивосток: Дальнаука, 2013. С. 566–569.
17. *Глотов В.Е., Глотова Л.П.* Водород в газах подземных вод Северо-Востока России: особенности распространения и перспективы открытия его скоплений // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Ин-т проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 334–336.

Distribution features and discovery prospects of hydrogen accumulations in the groundwater gases of the North-East of Russia

V.E. Glotov

Shilo North-East Interdisciplinary Scientific Research Institute,
Far East Branch of the Russian Academy of Sciences, Magadan, Russia
E-mail: geoecol@neisri.ru

Abstract. The paper presents data on hydrogen distribution in the free gas of groundwater sources and in water and gas bearing objects of oil and gas bearing artesian basins in order to preliminary estimate the prospects for possible identification of its deposits in the Earth's interior in the North-East of Russia. The hydrogen content in the groundwater exceeding 0.1 vol% is shown to be rare. Its highest values – up to 47.18 vol% – are observed in the wells of the Anadyr and the West Kamchatka artesian basins. The study of geological and hydrogeological features of hydrogen occurrences leads to the conclusion that hydrogen comes from localized sources in the zones of the deep faults limiting the depressions. These depressions constitute artesian basins, the mantle of which includes rock layers with reservoir properties (porous, fractured), interstratified with the strata of basic and/or ultrabasic volcanic rocks (andesites, basalts, dolerites). It is concluded that such basins hold prospects for the preservation of significant hydrogen accumulations.

Keywords: North-East of Russia, hydrogen, deep faults, artesian basins, hydrogen accumulations in the Earth's interior.

Citation: *Glotov V.E.* Distribution features and discovery prospects of hydrogen accumulations in the groundwater gases of the North-East of Russia // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 1(40). P. 36–44. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art4> (In Russ.).

References

1. *Larin V.N.* Our Earth (origin, composition, structure and development of the primordially hydride Earth). Moscow: Agar, 2005. 248 p. (In Russ.).
2. *Glotov V.E., Ivanov V.V., Kuznetsov O.L.* A.c. SU 1260909 A1. Method for prospecting useful minerals possessing gaseous emanations. No. 3922661; Appl. 28.06.1985; Publ. 30.09.1986 // Inventions. Useful models. 1986. Bull. No. 36. 3 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
3. *Belova M.B., Vasiliev V.G., Vlasov G.M.* et al. Geological structure and oil and gas prospects of Kamchatka / Ed. by V.G. Vasiliev. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. 344 p. (In Russ.).
4. *Vakin E.A., Dekusar Z.B., Serezhnikov A.I., Spichenkova M.V.* Hydrotherms of the Koshelev volcanic massif // Hydrothermal systems and thermal fields of Kamchatka: Collected papers / Ed. by V.M. Sugrobov. Vladivostok: Far East Scientific Center of the USSR Academy of Sciences, 1976. P. 58–84. (In Russ.).
5. Geodynamics, magmatism and metallogeny of the Russian East: In 2 books / Ed. by A.I. Khanchuk. Vladivostok: Dalnauka, 2006. Book 1. 572 p.+Supplementary maps. (In Russ.).
6. Hydrogeology of the USSR. Vol. XXVI. The USSR North-East / Ed. by O.N. Tolstikhin. Moscow: Nedra, 1972. 297 p. (In Russ.).

7. *Glotov V.E.* Hydrogeology of sedimentary areas in the North-East of Russia. Magadan: Kordis, 2009. 232 p. (In Russ.).
8. *Glotov V.E.* Submeridional zones of hidden faults: connection with the deep sedimentary basins oil and gas content // *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*. 2015. Iss. 2(12). P. 6. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2015-12.art6> (In Russ.).
9. *Glotov V.E., Kulakov V.V.* Features of the formation of nitrogen thermal springs of Priokhotye // *Geografia i Prirodnye Resursy*. 2022. Vol. 43, No. 2. P. 146–154. <https://doi.org/10.15372/GIPR20220215> (In Russ.).
10. *Eroshchev-Shak V.A.* Hydrothermal subsurface lithogenesis of the Kuril-Kamchatka region. Moscow: Nauka, 1992. 132 p. (In Russ.).
11. *Ivanov V.V.* Sedimentary basins of North-East Asia (comparative petrogeological analysis) / Ed. by A.A. Trofimuk. Moscow: Nauka, 1985. 209 p. (In Russ.).
12. *Korago E.A., Evdokimov A.N.* Post-Miocene continental alkaline basaltic volcanism of northern Eurasia // *Petrology*. 1999. Vol. 7, No. 1. P. 73–90.
13. *Kosolapov A.I., Mokshantsev K.B., Cherskiy M.V.* Oil and gas prospects of the Kolyma massif, the Momo-Zyryansk depression and the Primorsky trough // *Geological structure and oil and gas content of the eastern part of the Siberian platform and the adjacent areas: Proceedings of the All-Union Meeting on Evaluation of Oil and Gas Content of Yakutia*. Moscow: Nedra, 1968. P. 361–367. (In Russ.).
14. *Pisarskii B.I., Ganchimeg D.* Gas composition of subterranean mineral waters of Mongolia. Irkutsk: Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of the RAS, 2007. 106 p. (In Russ.).
15. *Kiryukhin A.V., Kiryukhin V.A., Manukhin Yu.F.* Hydrogeology of volcanogenics. St. Petersburg: Nauka, 2010. 395 p. (In Russ.).
16. *Sidorov A.A., Volkov A.V., Glotov V.E.* The role of hidden submeridional faults in the formation of oil and gas potential of sedimentary basins of the North-East of Russia // *Tectonics, Deep Structure and Minerageny of Eastern Asia. The 8th Readings in Memory of Academician Kosygin: Proceedings of the All-Russian Conference*. Vladivostok: Dalnauka, 2013. P. 566–569. (In Russ.).
17. *Glotov V.E., Glotova L.P.* Hydrogen in groundwater gases of the North-East of Russia: distribution features and prospects of discovering its accumulations // *Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of the All-Russian Scientific Conference with International Participation dedicated to the 35th anniversary of OGRI RAS*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 334–336. (In Russ.).

Исследование эволюции участков нефтяных разливов по космическим снимкам высокого разрешения на примере Самотлорского месторождения

В.И. Кравцова*, М.В. Зимин

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
E-mail: *valentinamsu@yandex.ru

Аннотация. Предложена методика визуального дешифрирования аварийных нефтяных разливов по космическим снимкам со спутника WorldView-3, оснащенного каналами среднего инфракрасного SWIR-диапазона, с проверкой по разновременным снимкам сверхвысокого разрешения в системе GoogleEarth. Анализ изображения четырех крупных разливов в юго-восточной части Самотлорского месторождения позволил проследить деградационные изменения разных типов растительности и процессы ее самовосстановления за 2017–2022 гг. Сопоставление результатов анализа снимков с литературными данными, полученными при натурных исследованиях, показывает их хорошее соответствие и необходимость дальнейшей разработки методов дистанционного мониторинга нефтяных разливов с использованием SWIR-диапазона.

Ключевые слова: космические снимки, SWIR-диапазон, высокое разрешение, дешифрирование, многовременный анализ, нефтяные разливы, деградация растительности, самовосстановление.

Для цитирования: Кравцова В.И., Зимин М.В. Исследование эволюции участков нефтяных разливов по космическим снимкам высокого разрешения на примере Самотлорского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 45–66. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art5>

Введение

Разработка нефтяных месторождений и транспортировка нефти сопровождаются ее потерями при авариях нефтепроводов. По данным экологов в России при авариях теряется около 1% ежегодно добываемой нефти. Наряду с отдельными крупными катастрофами, большинство многочисленных разливов невелики по площади, но они в районах добычи и транспортировки нефти возникают постоянно и повсеместно. Воздействие разливов на окружающую среду, так же как и потери добытого ресурса определяют актуальность исследований по обеспечению их мониторинга и использованию для этих целей дистанционных методов.

Лаборатория аэрокосмических методов кафедры картографии и геоинформатики географического факультета Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова в содружестве с Кембриджским университетом проводит исследования в области разработки технологий дистанционного аэрокосмического мониторинга нефтяных разливов на примере месторождения Самотлор.

Дистанционным методам в нефтегазовой области уделяется существенное внимание. Наиболее полная сводка по их применению содержится в коллективной монографии под редакцией акад. В.Г. Бондура «Аэрокосмический мониторинг объектов нефтегазового комплекса» [1].

Среди широкого круга задач, которые можно решать с применением аэрокосмических методов и технологий в интересах нефтегазовой отрасли, В.Г. Бондур выделяет и мониторинг текущего состояния нефте-, газо- и продуктопроводов для выявления утечек [2]. Однако на наиболее распространенных аэрокосмических снимках в видимом и ближнем инфракрасном диапазоне изображение нефти на суше плохо отличается от других объектов – воды, гарей, теней. В то же время при воздействии нефти на травяной покров и почву изменяются их яркостные характеристики, связанные с вариациями спектральной отражательной способности почв и растительности, которые регистрируются аппаратурой аэрокосмической съемки. Поэтому для выявления по снимкам утечек нефти прибегают к методам, используемым для оценки состояния растительности, создавая индексные изображения, в первую очередь на основе расчета вегетационных индексов. В дистанционных методах давно и успешно применяется нормализованный разностный вегетационный индекс NDVI (Normalised Difference Vegetation Index), основанный на разности яркостей в красной и ближней инфракрасной зонах спектра [2]. В дополнение к этому, традиционно применяемому индексу NDVI, предложен новый трехканальный индекс TCHVI (Three-Channel Vegetation Index – трехзональный нормированный вегетационный индекс) [3], учитывающий также яркость в зеленой зоне; он позволяет лучше разделять близкие в видимом диапазоне изображения нефтяного загрязнения и гарей. Другой индекс – SWVI (Short-Wave Vegetation Index), основанный на сопоставлении яркости в ближней и средней инфракрасной зонах, оказался более пригодным для оценки состояния растительности лишайниковых тундр [4].

Компанией «Совзонд», совместно с Научно-аналитическим центром рационального природопользования Ханты-Мансийского национального округа – Югры, в 2007–2009 гг. выполнена разработка технологии обработки многоспектральных данных дистанционного зондирования на примере спутниковых снимков ALOS/AVNIR2 в видимом и ближнем инфракрасном диапазоне для автоматизированного выявления и картографирования нефтезагрязненных и нарушенных земель на основе применения современных алгоритмов классификации с использованием эталонной наземной информации [5]. Особенности технологии в печати не освещались.

Обращение к среднему инфракрасному диапазону SWIR (называемому в иностранной литературе коротковолновым, Short-Wave InfraRed диапазоном), съемку в котором начали проводить со спутников с 2000-х годов, оказалось чрезвычайно важным для дистанционного мониторинга нефтяного загрязнения, поскольку предшествующие лабораторные спектрометрические исследования показали наличие пиков поглощения углеводородосодержащих веществ в SWIR-диапазоне [6, 7].

Нефтяные разливы на трубопроводах в большинстве случаев относятся к числу малых объектов, по площади занимают десятые или сотые доли гектара, и для их обнаружения необходимы снимки сверхвысокого – метрового и субметрового – разрешения. Поэтому особое внимание привлекает начавший работать с 2013 г. суперспектральный спутник WorldView-3, ведущий съемку в панхроматическом канале с разрешением 31 см и оснащенный 8 каналами видимого и ближнего инфракрасного диапазона с разрешением 1,24 м, а также 8 каналами SWIR-диапазона с разрешением 3,7 м.

Сотрудничающим в настоящем проекте организациям удалось обеспечить такие снимки юго-восточной части Самотлорского месторождения на две даты: 1 июля 2019 г. и 26 августа 2022 г. Характеристика снимков приводится в табл. 1.

Таблица 1

**Спектральные диапазоны съемки
спутника WorldView-3**

Название диапазона	Длины волн, мкм
Режим VNIR, панхроматический Разрешение 31 см	
PAN	0,50–0,90
Режим VNIR, многоспектральный Разрешение 1,24 м	
Coastal	0,40–0,45
Blue	0,45–0,51
Green	0,51–0,53
Yellow	0,575–0,625
Red	0,63–0,69
RedEdge	0,705–0,745
NIR-1	0,77–0,895
NIR-2	0,86–1,04
Режим SWIR Разрешение 3,7 м	
SWIR-1	1,195–1,225
SWIR-2	1,550–1,590
SWIR-3	1,640–1,680
SWIR-4	1,710–1,750
SWIR-5	2,145–2,185
SWIR-6	2,185–2,225
SWIR-7	2,235–2,285
SWIR-8	2,295–2,365

Цель исследования – на основе анализа космических снимков высокого пространственного разрешения оценить возможности использования цветных снимков, полученных при RGB-синтезе спектральных изображений с участием SWIR-зоны, для детектирования нефтяных разливов, предложив на первом этапе методику их экспертного визуального дешифрирования как основу

для дальнейшей разработки способов их автоматизированного дешифрирования. При использовании разновременных снимков высокого разрешения – проследить изменения растительности на участках нефтяных разливов.

Район и методика исследований

Район исследования, охваченный снимками со спутника WorldView-3, расположен к востоку от озера Самотлор и занимает территорию размером $7,5 \times 13,5$ км между юго-восточным берегом этого озера на западе и долиной реки Вах на ее меридиональном отрезке перед впадением в Обь выше Нижневартовска – на востоке (рис. 1). Это выположенная равнина третьей террасы озерно-аллювиального генезиса с абсолютными высотами 50–63 м и превышениями над урезом 20–27 м [8]. Примыкающая к озеру территория занята низовыми и верховыми грядово-мочажинными болотами, а восточная часть вдоль долины р. Вах более дренирована и покрыта елово-сосново-березовыми лесами. В переходной зоне между верховыми болотами и лесами небольшие остаточные участки леса на микроповышениях рельефа 0,5 м чередуются с разделяющими их выположенными ложбинами, занятыми травянисто-кустарничковой и кустарниковой растительностью. У восточной границы участка проходит автотрасса Нижневартовск–Радужный, восточнее которой вдоль нее протягивается магистральный нефтепровод. На всем участке развита густая сеть кустовых площадок нефтедобычи, соединяющих их дорог и промысловых трубопроводов. В разных направлениях территорию пересекают линии электропередач.

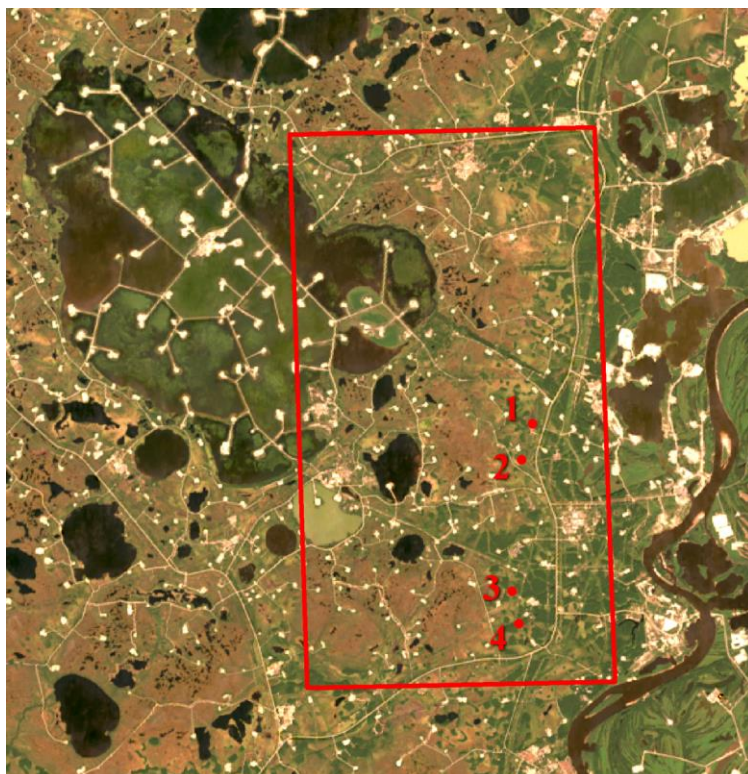


Рис. 1. Район исследования на снимке со спутника Landsat

1–4 – положение крупных разливов, характеризующихся в статье

Основные природные и хозяйственные объекты исследуемого района различаются

по их спектральным характеристикам, что хорошо демонстрирует рис. 2.

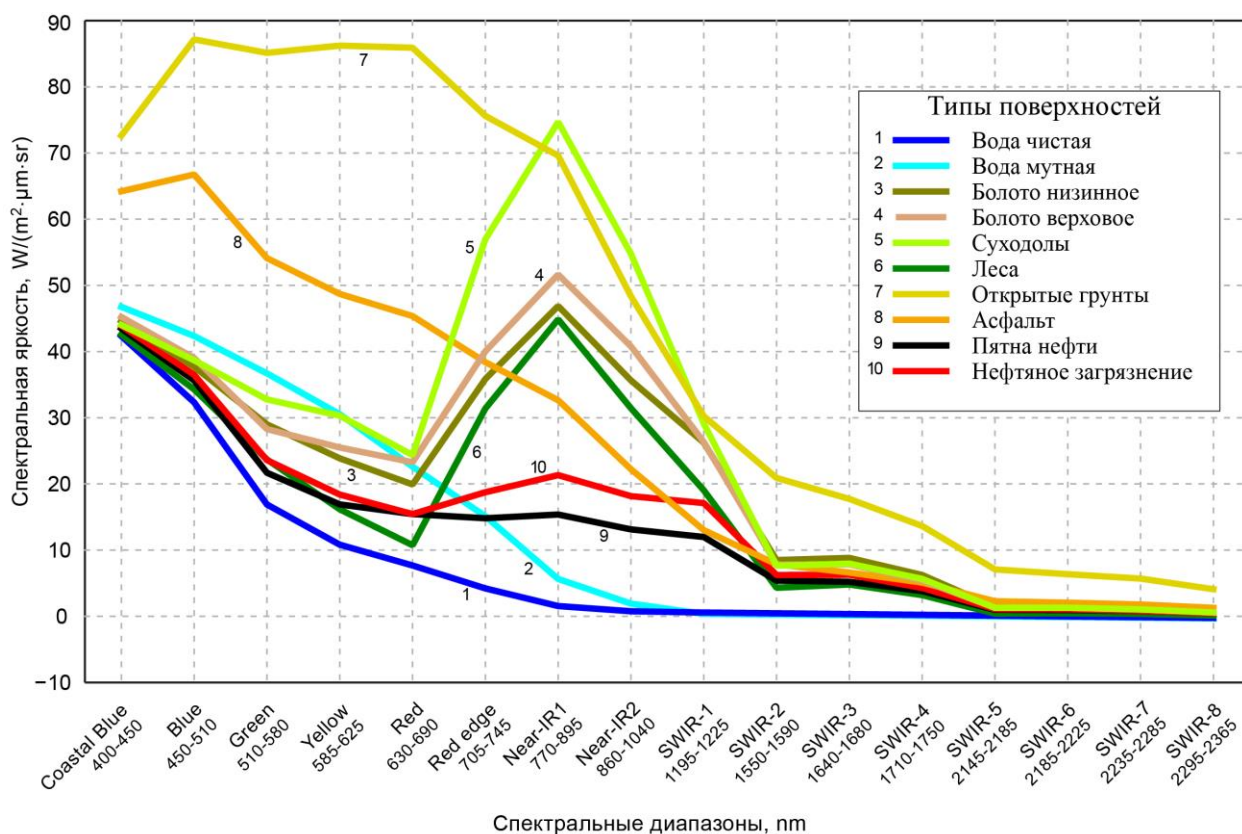


Рис. 2. Кривые спектрального образа основных природных и хозяйственных объектов района

На рис. 2 приведены кривые спектральной яркости, полученные по снимку WorldView-3 01.07.2019 путем выделения на снимке площадей различных объектов исследуемого региона и осреднения в их пределах отражательной способности для каждого спектрального канала. Тип поверхности определялся на основе визуального дешифрирования снимка с учетом материалов полевого обследования региона, выполненного в 2021 г. магистром геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова И.Н. Пижанковым. Анализ кривых позволяет выбрать наилучший вариант цветового RGB-синтеза спектральных изображений для визуального дешифрирования и является основой для дальнейшей разработки методов автоматизированного дешифрирования.

Решению основной задачи проекта – разработке методов автоматизированного выявления нефтяных разливов по снимкам WorldView-3 – предшествовала экспертная оценка возможности их дешифрирования на основе визуального анализа изображений. Методика визуального дешифрирования включала два основных этапа. На первом этапе на участках вблизи трубопроводов на снимке 01.07.2019 в варианте цветового синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge по цвету изображения предположительно выявляются участки нефтяного загрязнения. Их цвет варьирует от коричнево-фиолетового, почти черного для участков сплошного покрытия поверхности нефтью и полной гибели растительности, до фиолетово-коричневого при частичном покрытии нефтью и меньшей деградации растительности. Для подтверждения деградации растительности используется этот же снимок в варианте синтеза NIR-Red-Green, где сочная растительность изображается ярко розовым цветом, а голубые оттенки свидетельствуют об ее отсутствии. На втором этапе следует проверка наличия предпола-

гаемого разлива по снимкам сверхвысокого разрешения в информационной системе Google Earth, где «историческая линейка» предоставляет возможность просмотра снимков в годы, предшествующие и последующие за датой основного снимка в 2019 г. Используются ресурсы программного обеспечения Google Earth Pro, версия 7.3.6.9345, спутниковые покрытия компании Maxar Technologies и CNES/Airbus.

На этих снимках, представленных в системе с естественной цветопередачей, черный цвет загрязненной нефтью поверхности не отличим от цвета воды, гарей, теней; однако, проверка по серии одновременных снимков на участке, предположительно выделенном в качестве разлива на основе спектральных характеристик, позволяет по происходящим изменениям удостовериться в правильности предположения и проследить преобразование поверхности за несколько лет до, во время и после разлива. Такой анализ не только подтверждает правильность дешифрирования, но дает дополнительный материал об эволюции загрязненной территории, степени загрязненности в разные годы, повторяемости разливов, изменениях уровня деградации ландшафта, самовосстановлении растительности, а в ряде случаев и о проводимых рекультивационных мероприятиях. Поскольку в наших исследованиях охвачены разливы на разных по характеру растительности территориях – с травянисто-кустарниковым покровом, лесопосадками, мелколесьем, взрослыми лесами, то этот материал, несомненно, может представлять интерес для ландшафтных экологов. В связи с этим далее приводится детальная характеристика выявляемых по снимкам изменений на четырех различных по типу поверхности территориях, охваченных достаточно крупными разливами, произошедшими в 2018–2019 гг. в исследуемом районе.

Изменения участков нефтяных разливов

Четыре участка, на примере которых прослежена эволюция территорий, охваченных нефтяными разливами, местоположение которых отмечено на рис. 1, расположены в районе трассы Нижневартовск–Радужный, в 300 м – 1 км западнее нее, в переходной полосе между верховыми болотами центральной приозерной части района и лесами ее более дренированной восточной приречной зоны. В этой переходной полосе небольшие островные участки лесов на микроповышениях рельефа сочетаются с безлесными ложбинами между ними, занятыми травянисто-кустарниковой растительностью. Для каждого участка вначале дается его изображение на снимке WorldView-3 1 июля 2019 г. (далее – WV-3), на котором предположительно обнаружен нефтяной разлив, а затем приводится серия разновременных изображений «исторической линейки» снимков в системе Google Earth, удостоверяющих факт разлива и позволяющих проследить изменения поверхности участка в период 2017–2022 гг.

Условные номера разливов соответствуют показанным на рис. 1.

Нефтяной разлив № 1

Участок расположен в 350 м западнее трассы Нижневартовск–Радужный, южнее ответвления от нее дороги в сторону оз. Самотлор, идущей вдоль канала; отделен от трассы широкой (100 м) полосой с 8 линиями промысловых трубопроводов. Участок имеет извилистую форму, протягивается в направлении С-Ю на 0,7 км при ширине до 0,25 км. Повторяет форму ложбины между лесными островами. Примыкает к трубопроводам дважды – в северной и южной частях. Площадь разлива в 2019 г. – 81 930 м².

На снимке WV-3 1 июля 2019 г. в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge (рис. 3а) контур предполагаемого разлива имеет коричнево-фиолетовый цвет, более темный в северной части, где он примыкает к трубопроводу; выделяется несколько участков возможного разрыва труб. В средней части ложбины цвет изображения более светлый, в южной – синеватый, а на участке между трубами – черно-синий.

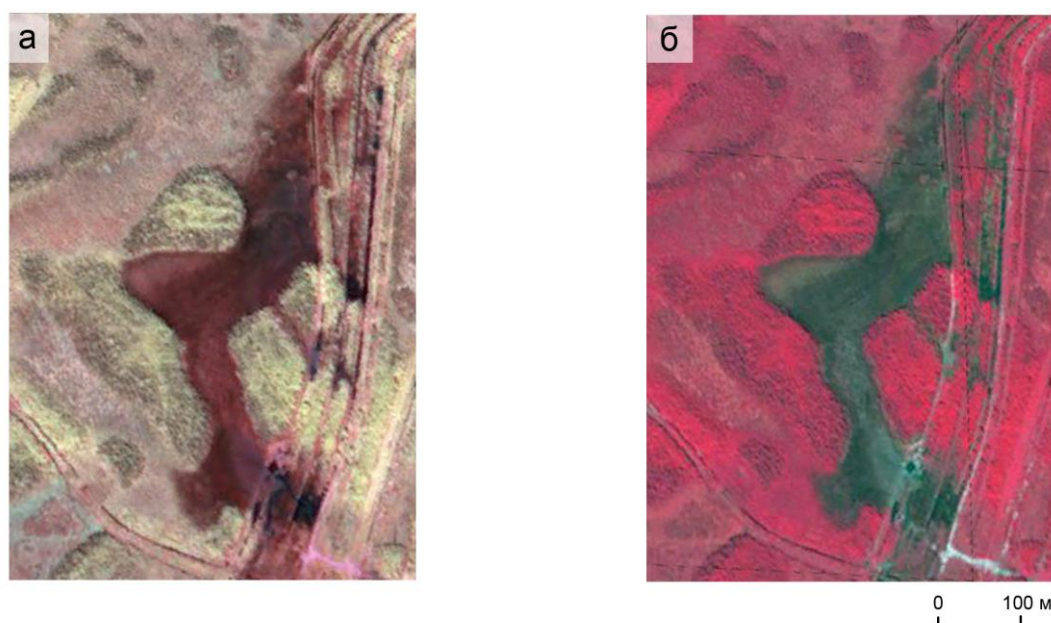


Рис. 3. Разлив № 1 на снимке WorldView 01.07.2019 в разных вариантах цветового синтеза: а – SWIR1-NIR1-RedEdge; б – NIR-Red-Green

На том же снимке в варианте синтеза NIR-Red-Green (рис. 3б) голубовато-серый и темно-серый цвета изображения этой ложбины свидетельствуют об отсутствии здесь зеленой растительности. В северной части контура достаточно четко видна его граница с соседней ложбиной, покрытой растительностью, изобразившейся розовым цветом.

На снимке WV-3 25 августа 2022 г. в тех же вариантах синтеза этот контур также

выделяется разными оттенками коричневого и серого цветов, но его конфигурация и характер изображения изменились.

История образования и дальнейшего состояния территории этого крупного нефтяного разлива, четко выявляемого на снимках WV-3 01.07.2019 и 25.08.2022, прослежена по «исторической линейке» снимков высокого разрешения в Google Earth, показывающей, что разливы на этом участке происходили неоднократно (рис. 4).

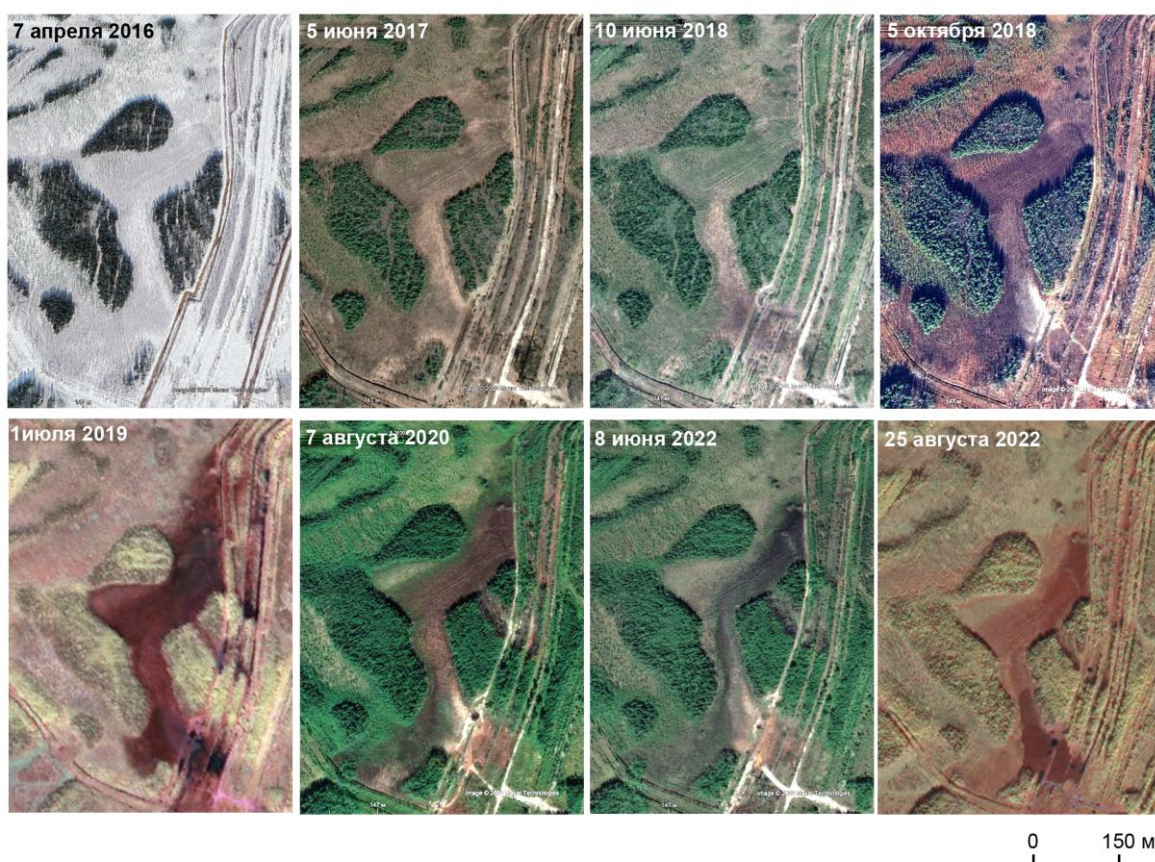


Рис. 4. Разновременные снимки территории нефтяного разлива № 1 (пояснения в тексте)

До 2018 г. эта незалесенная ложбина с травянисто-кустарниковой и мелколесной растительностью, расположенная между островными массивами лесов, не выделялась среди остальных безлесных участков. Разносезонные снимки позволяют проследить характер растительности в ее пределах. На снимке в марте 2013 г. со снежным покровом разделяются менее освоенная

растительностью средняя узкая часть ложбины и участки мелколесья в ее расширенных северной и южной частях. На снимке 7 апреля 2016 г. между темными лесными островами на заснеженной территории ложбины по теням разделяются участки более густых кустарников и мелколесья в северной и южной частях ложбины и разреженной растительности в ее средней части.

На снимке 5 июня 2017 г. в летнем ландшафте проявляются те же различия растительности – травянисто-кустарниковой в северной части ложбины и более разреженной в средней части ложбины, где много участков оголенного светлого грунта; южная расширенная часть ложбины занята травянисто-кустарниковой растительностью и разреженным мелкоколесьем.

На снимке 10 июня 2018 г. отмечаются некоторые изменения. В это время поверхность в северной и юго-западной частях ложбины уже зазеленела. Но в южной части ложбины и между трубами системы трубопроводов видны темно-серые пятна, возможно, загрязнения нефтесодержащей жидкостью в районе южного примыкания труб.

Существенные изменения отмечаются на снимке 5 октября 2018 г., зафиксировавшем значительный произошедший разлив нефти. Залитая нефтью поверхность северной части ложбины – темная, почти черная, на ее фоне слабо выделяются мелкие пятна крон кустов. Северная граница этого темного контура нефтяного разлива выражена не очень четко, за его пределами полосчатая структура теней кустов и редколесья сохраняется, но цвет поверхности более светлый буровато-коричневый, соответствующий увядающей мохово-травянистой растительности. Для темного пятна в южной расширенной части ложбины также характерна полосчато-пятнистая структура, обусловленная изображением теней крон мелкоколесья и кустов, между которыми просвечивает черная загрязненная нефтью поверхность. На участке трубопровода в южной части ложбины ярко выделяется светлое пятно, возможно, выброса солевого раствора, распространяющегося на север, в среднюю часть ложбины.

Снимок WV-3 1 июля 2019 г. в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge четко выделяет весь контур этого разлива, удлинившийся в северном направлении, но сократившийся в южной части. На снимке в этом варианте синтеза, при разрешении снимков в зоне SWIR 3,7 м, структура изображения мелкоколесной растительности в пределах ложбины не отображается, но контур разлива в целом выделяется четко. На севере он примыкает к линии нефтепровода, начинаясь от его углового поворота. Видно несколько (5–6) точек прорыва труб на этом северном безлесном участке. Южнее, в лесном массиве, еще от одного источника (а возможно, и от трех – на разных трубах) образовалась струя прорыва в северную часть ложбины через лес. Залита и средняя часть ложбины. В южной части ложбины, на участке примыкания ее контура к трубопроводам, прорывы возможны на 4 линиях трубопроводов – поверхность между ними также залита нефтью. Однако, фиксируемая снимком площадь контура нефтяного разлива в южной части ложбины меньше, чем наблюдалась по снимку в октябре 2018 г. Мелкоколесье на загрязненной поверхности зазеленело и граница контура отступила на 150 м. Участок, где в 2018 г. наблюдался выброс солевого раствора, отличается менее темным, голубовато-фиолетовым цветом изображения.

Снимок «исторической линейки» GoogleEarth 7 августа 2020 г. показывает изменения через два года после разлива. Сплошной контур нефтезагрязненной территории начинается не от углового поворота трубопровода, как это было в 2019 г., а в двухстах метрах южнее; на этом крайнем северном участке сохранились лишь отдельные темные пятна между участками зеленой травянистой растительности и мелкоколесья.

В северной части ложбины поверхность остается покрытой нефтью, но на ее темном фоне видны зеленые пятна кустарника, а на крайнем западном участке восстановилось редколесье. В средней части ложбины, куда, видимо, распространились выплеснутые солевые растворы, редкие кусты сохранились, но они растут на оголенном грунте, а основной участок выплеска имеет светло-серый розоватый цвет и вообще лишен растительности. В южной части ложбины на фоне еще покрытого нефтью черного грунта выделяются зеленые пятна возобновляющегося редколесья. На участке выброса солевых растворов между двумя линиями трубопроводов появился искусственный контур круглой формы диаметром 10 м; возможно, здесь создан резервуар с водой для промывки грунта с целью рекультивационного расселения территории. Восточнее ложбины примыкающий к ней участок между 5 линиями трубопроводов почти полностью лишен зеленой растительности, цвет грунта розоватый, как и на участках без растительности в средней части ложбины.

Снимок 8 июня 2022 г. показывает, что через 4 года после крупного разлива 2018 г. на части охваченных им территорий – на крайнем северном, северо-западном участках – происходит самовосстановление растительности, но при этом заметны новые прорывы трубопроводов в северную часть ложбины и излияния солевых растворов в ее южной части.

На снимке WV-3 25 августа 2022 г. прослеживаются дальнейшие изменения в ландшафте на месте нефтяного разлива 2018–2019 г. В северной части ложбины сильное нефтяное загрязнение поверхности сохранилось в ее восточной, примыкающей к трубопроводам половине. Здесь только отдельные группы крупных зеленых кустов

поднимаются над загрязненной поверхностью. В западной половине этого северного участка ложбины островки зеленой растительности составляют около 50% территории, а в северо-западной части ложбины травянисто-кустарниковая и мелколесная растительность полностью восстановилась. Хорошее восстановление характерно и для юго-западной части ложбины, где контур нефтяного разлива 2019 г. уже не виден. Существенные изменения произошли в юго-восточной и средней частях ложбины, где четко выделяется (темно-коричневым цветом на снимке в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge) контур, очевидно, связанный с промыванием участков разлива выплеснутых ранее солевых растворов. На этом снимке видны в дополнение к отмеченному в 2020 г. резервуару с водой еще несколько новых. Темный контур промыва охватывает среднюю часть ложбины и участок между 5 линиями трубопроводов и дорог восточнее ложбины.

В целом на этом участке крупных разливов в 2018–2019 гг. как нефти, так и солевых растворов, следы разливов к 2022 г. сохраняются. В северной, северо-западной и крайней южной частях ложбины наблюдается частичное самовосстановление растительности после нефтяного загрязнения, а в средней части, подвергавшейся действию солевых растворов, проводятся рекультивационные обводняющие мероприятия по расселению.

Нефтяной разлив № 2

Участок расположен в 350 м западнее трассы Нижневартовск–Радужный, на пересечении полосы из 8 линий промысловых трубопроводов, идущей вдоль трассы западнее нее, с поперечной полосой из 3 линий промысловых трубопроводов.

Участок размером 130×250 м обрамлен с СЗ ограждением кустовой площадки, а с ЮВ и В линиями трубопроводов. Представляет собой выровненную поверхность, покрытую мохово-травянистой растительностью, с отдельными кустами и деревцами. Цвет и характер поверхности этого участка, судя по снимкам «исторической линейки» Google Earth, в том

числе снимкам 5 июня 2017 г. и 5 октября 2018 г., не отличались на изображении от соседних безлесных участков.

На снимке WV-3 1 июля 2019 г. в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge (рис. 5а) контур нефтяного загрязнения выделяется среди аналогичных окружающих территорий красно-коричневым цветом.

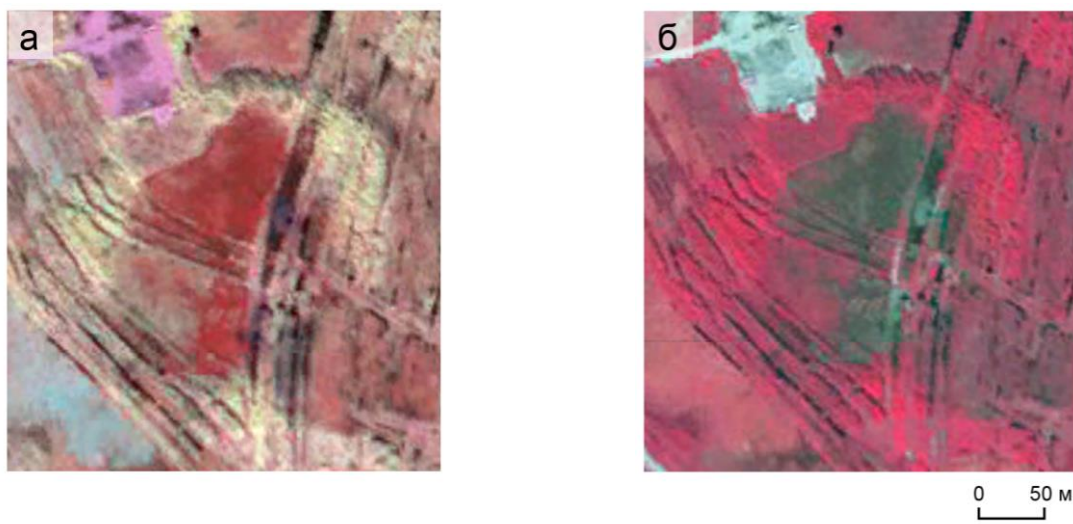


Рис. 5. Разлив № 2 на снимке WorldView 01.06.2019 в разных вариантах цветового синтеза: а – SWIR1-NIR1-RedEdge; б – NIR-Red-Green

В варианте синтеза NIR-Red-Green (рис. 5б) голубовато-серый цвет контура свидетельствует об отсутствии в нем зеленой растительности. Видны места примыкания контура к линии промышленного нефтепровода. Эти особенности, которые могут служить признаками нефтяного разлива, распространяются на всю северную часть контура и восточную половину южной части. Видно перекрытие предполагаемым разливом нескольких участков между линиями трубопровода. Площадь предполагаемого разлива – $17\,680\text{ м}^2$.

На снимках «исторической линейки» Google Earth 7 августа 2020 г. и 8 июня 2022 г. (рис. 6) при синтезе в естественных цветах поверхность в пределах всей северной части этого контура и восточной половины южной части контура, а также между

ближайшими линиями трубопроводов, имеет черный цвет, что подтверждает наличие нефтяного разлива; на черном фоне загрязненной поверхности выделяются зеленые кроны кустов. В южной части контура темных пятен на поверхности меньше.

На снимке WV-3 25 августа 2022 г. в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge северная часть контура слабо выделяется по светло-коричневому цвету среди аналогичных безлесных территорий, а южная почти не выделяется. Очевидно, этот нефтяной разлив слабее воздействовал на ландшафты, происходит их самовосстановление, в результате контур разлива дешифрируется менее уверенно. Но снимок 8 июня 2022 г. в Google Earth подтверждает наличие недавнего разлива.



Рис. 6. Разновременные снимки территории нефтяного разлива № 2 (пояснения в тексте)

Нефтяной разлив № 3

Участок находится в 6 км к ЮВ от оз. Сомотлор, в районе после поворота на север трассы Нижневартовск–Радужный, в 1,1 км западнее и в 1,6 км севернее трассы. Расположен в зоне перекрестья широкой просеки с системой трубопроводов, идущей в направлении ЮЗ-СВ, и пересекающей ее дороги с трубопроводом в направлении ЮВ-СЗ. Занимает обширное пространство размером 170×350 м между лесными массивами взрослого смешанного леса. Площадь, занятая разливом, – $82\,134 \text{ м}^2$.

На снимке WV-3 1 июля 2019 г. в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge (рис. 7а) весь контур участка в целом имеет коричнево-фиолетовый

цвет, что может служить признаком разлива. При этом аморфная структура изображения, обусловленная использованием зоны SWIR с пониженным разрешением 3,7 м, не позволяет выявить характер растительности. Лишь в СВ и ЮВ частях контура видны участки светло-серого цвета, на которых крупнопятнистая структура изображения крон указывает на наличие взрослого леса. Вдоль трубопровода, идущего на СЗ к кустовой площадке, тянутся темно-коричневые, почти черные полосы. В прошлом в этих понижениях стояла вода, но на этом снимке видно несколько точек соединения труб с пятном разлива – предположительно, это нефть.

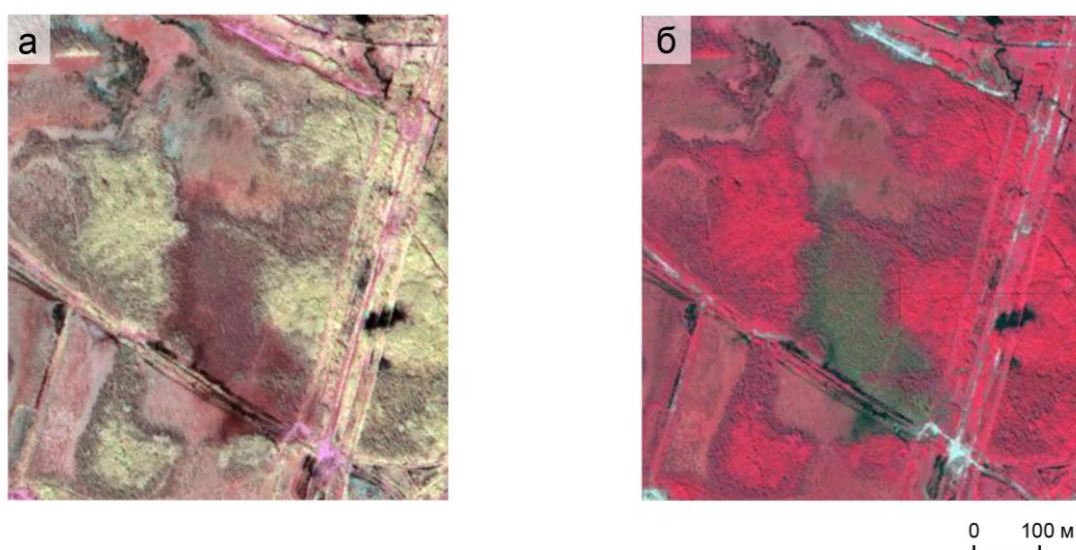


Рис. 7. Разлив № 3 на снимке WorldView 01.06.2019 в разных вариантах цветового синтеза: а – SWIR1-NIR1-RedEdge; б – NIR-Red-Green

Другой возможный источник разлива в северную часть контура замечен на одной из труб системы трубопроводов ЮВ-СЗ направления.

На том же снимке в варианте синтеза NIR-Red-Green (рис. 76) подтверждается отсутствие зеленой растительности на всем этом участке – контур деградированной растительности достаточно четко выделяется благодаря голубовато-серому цвету среди окружающих ярко-розовых лесов и серо-розовых безлесных участков с низкорослой травянистой растительностью. В этом варианте синтеза в южной части контура более четко видны источники загрязнения, распространяющегося в обе стороны от двух спаренных труб.

На снимках высокого разрешения в Google Earth в варианте синтеза с естественной цветопередачей при использовании «исторической линейки» хорошо прослеживается изменение характера изображения в этом контуре до и после разлива. Как видно на снимке 5 июня 2017 г. (рис. 8), большая часть участка была занята прямоугольной делянкой лесопосадок размером 160×230 м – молодым лиственным лесом с ровным пологом небольших по размеру крон, обусловивших мелкозернистую структуру изображения. В юго-восточной и северо-восточной частях на этот контур заходили участки взрослого леса, такого же, как на окружающих массивах (возможно, хвойного, о чем свидетельствуют зимние снимки 7 апреля 2016 г.).

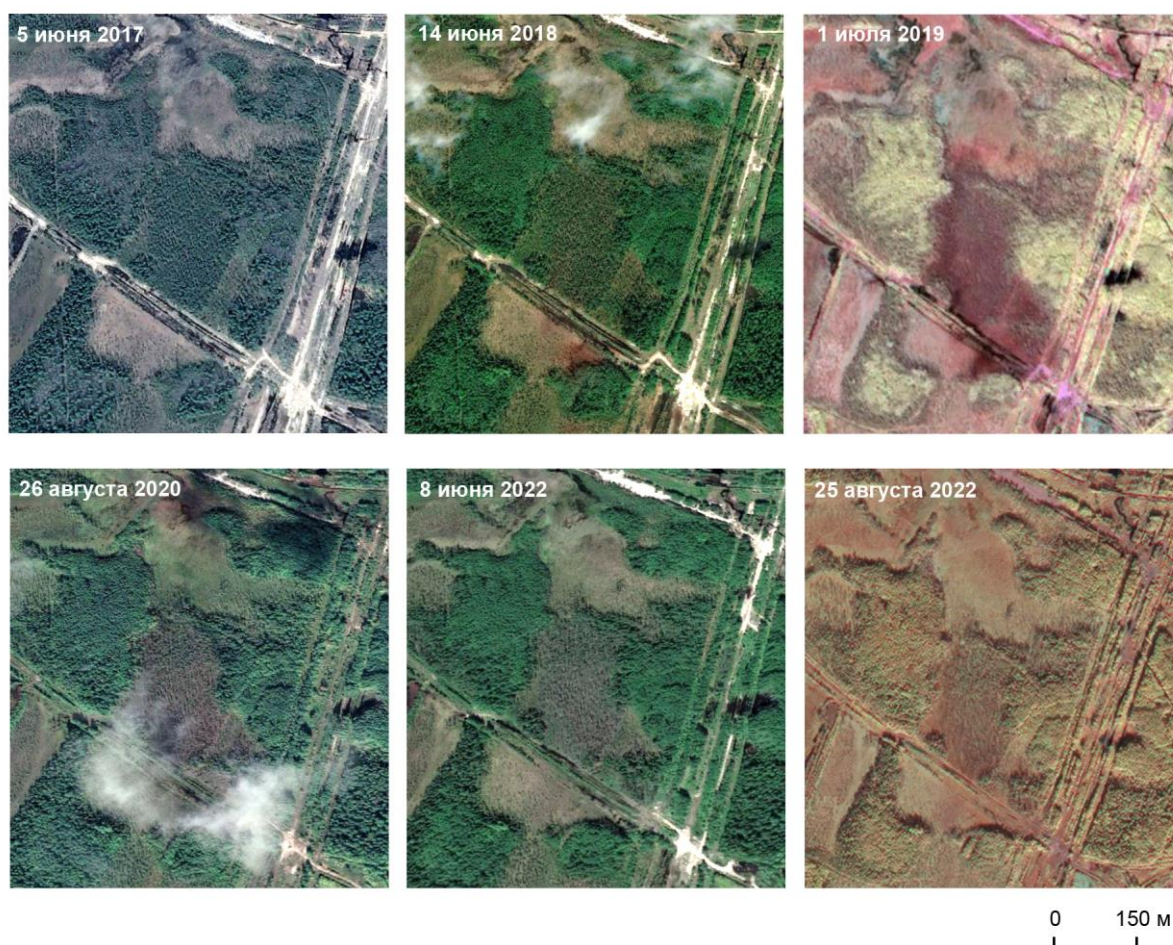


Рис. 8. Разновременные снимки территории нефтяного разлива № 3 (пояснения в тексте)

На снимке 14 июня 2018 г., при сохранившейся мелкозернистой структуре и зеленом цвете изображения крон молодого леса, коричневый цвет поверхности между кронами выделяет контур, очевидно, произошедшего нефтяного разлива, источники которого заметны на обоих трубах ЮВ-СЗ направления, особенно на южной трубе, где хорошо видно коричневое пятно деградировавшей травянистой растительности. Общий контур произошедшего разлива четко повторяется на снимке WV-3 1 июля 2019 г., где к нему добавляется на севере участок с разливом из средней трубы системы трубопроводов ЮЗ-СВ направления. Изменение структуры изображения молодого леса в пределах разлива на этом снимке проследить не удастся в связи с пониженным разрешением снимка SWIR-зоны, а на участках взрослого леса в ЮВ и СВ частях контура между кронами деревьев просвечивает загрязненная поверхность.

На снимке 26 августа 2020 г., на не закрытом облачностью участке, заметно изменение структуры изображения молодого леса после разлива – вместо сплошного мелкозернистого зеленого полога крон появилась полосчатая структура изображения стволов начавшего усыхать леса и их теней. На снимке 8 июня 2022 г. весь прямоугольный контур бывшей делянки молодого леса выделяется среди остальных лесных массивов полосчатой структурой изображения оголенных стволов и их теней серо-фиолетового цвета, однако в северной части делянки уже заметно зеленое восстановление. На безлесном участке разлива южнее трубопровода поверхность остается без зелени, видны редкие усохшие кусты. На участках охваченного разливом взрослого леса изменения мало заметны и состоят в отсутствии зелени в просветах между кронами.

На снимке WV-3 25 августа 2022 г. в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge характеризуемый контур нефтяного разлива 2018 г. по цвету мало заметен, но его выделяет полосчатая структура изображения сухостоя, которая в северной части бывшей делянки с молодым лесом постепенно замещается мелкопятнистой структурой изображения восстанавливающегося мелколесья. Однако на том же снимке в варианте синтеза из трех зон среднего инфракрасного диапазона SWIR1-SWIR4-SWIR8 наиболее усохшая часть контура выделяется среди окружающих оранжево-коричневых лесных массивов серо-фиолетовым цветом.

В целом для этого участка нефтяного разлива 2018 г., где разлив вызвал усыхание молодых лесопосадок, характерно постепенное самовозобновление, позеленение крон через 3–4 года после разлива.

Нефтяной разлив № 4

Участок находится в районе поворота на север трассы Нижневартовск–Радужный, на расстоянии 800 м севернее трассы. Расположен южнее кустовой площадки и находящегося рядом с ней предприятия. Кустовая площадка обрамлена трубопроводом. Большая часть участка представляет собой лишенную леса территорию с травянисто-кустарниковой растительностью, окаймленную лесными массивами. Имеет сложную конфигурацию, состоит из двух безлесных участков конусообразной формы, разделенных лесным массивом округлой формы. Западный более компактный конусообразный участок имеет размеры 200 м в направлении СВ-ЮЗ при ширине от 30 до 150 м, восточный участок примерно таких же размеров не имеет четкой ЮВ границы. Площадь разлива в 2018 г. на этом участке – 57 137 м².

На снимке WV-3 1 июня 2019 г. в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge (рис. 9а) фиолетово-коричневый цвет

изображения соответствует полной деградации растительности, что указывает на возможность нефтяного разлива.

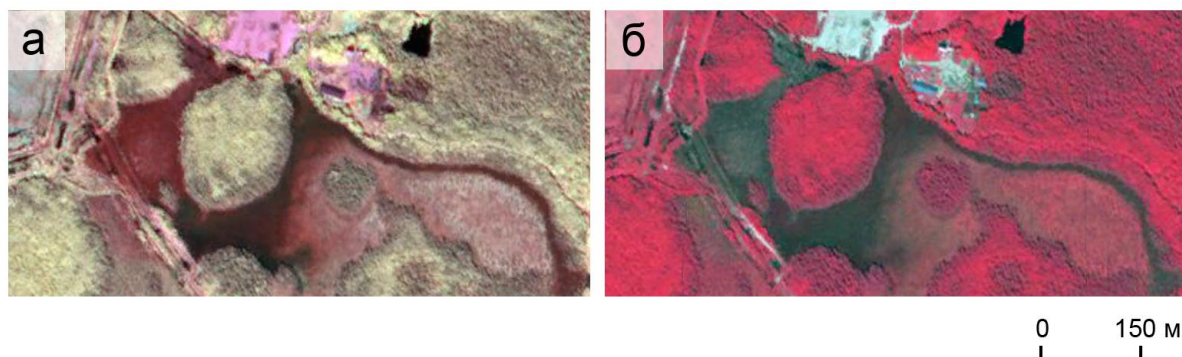


Рис. 9. Разлив № 4 на снимке WorldView 01.07.2019 в разных вариантах цветового синтеза: а – SWIR1-NIR1-RedEdge; б – NIR-Red-Green

Деградация растительности подтверждается снимком в варианте синтеза NIR-Red-Green (рис. 9б), где голубовато-серый цвет этого участка резко контрастирует с ярко-розовыми лесными массивами. Вероятный источник разлива – трубопровод,

окаймляющий кустовую площадку севернее участка.

«Историческая линейка» в Google Earth позволяет проследить трансформацию растительности на этой территории, наиболее четко выявляемую на западном конусе (рис. 10).



Рис. 10. Разновременные снимки территории нефтяного разлива № 4 (пояснения в тексте)

Снимок 11 марта 2014 г. со снежным покровом показывает, что верхняя часть этого конуса была занята лесом, лесной массив округлой формы между конусами соединялся с окружающими

лесными массивами, а средняя и нижняя часть западного конуса были заняты кустарниками и мелколесьем; поверхность восточного конуса занята разреженными кустарниками.

Снимок 14 мая 2014 г. подтверждает наличие древесной растительности в верхней части западного конуса и разреженного мелколесья в его нижней части. Та же ситуация сохранялась в последующие годы и хорошо отобразилась на снимке *26 августа 2016 г.*, когда примыкающая к трубопроводу северная верхняя часть контура западного конуса была занята густым лесом, хорошо видна крупнозернистая структура изображения крон, цвет их зеленый; нижняя часть контура занята кустарниками и разреженным мелколесьем.

На снимке *5 июня 2017 г.* картина изменилась. В разделяющем конусы округлом лесном массиве, видимо, проведены рубки ухода, либо рубки под сейсморазведочные работы и этот массив приобрел крупнополосчатую структуру. Исчезла и полоса густого леса в верхней части западного конуса, а по обоим краям этого конуса в его средней части появились темные полосы и пятна, возможно, нефтяного загрязнения поверхности, так же как и на краях восточного конуса, а на фоне этих пятен видны еще зеленые кустарники.

Существенные изменения отмечаются на снимке *14 июня 2018 г.*, где на фоне окружающих зеленых лесов и кустарников резко выделяется коричневым цветом деградировавшая растительность обоих конусов, охваченных предшествующими нефтяными разливами. В верхней части западного конуса зафиксирован сухостой – видны коричневые стволы деревьев без крон, подстилающая поверхность без зелени. Этот контур погибшего леса четко ограничен сверху линией трубопровода. При предположении о возможной пирогенной причине изменений остается вопрос – почему контур пожара четко привязан к трубопроводу, но не распространяется на

соседние лесные массивы. В качестве очевидной причины гибели леса рассматривается нефтяной разлив, или разливы, происходившие между июнем 2017 г. и июлем 2018 г.

Ниже по конусу, в зоне мелколесья, видны также сухие стволы и кроны отдельных деревьев и кустов, травянистая растительность деградирована, цвет поверхности фиолетово-коричневый. Изменения цвета поверхности произошли и на соседнем восточном конусе, особенно в его западной части, а от его вершины протянулась более чем на 500 м длинная узкая (шириной 10–30 м) полоса деградировавшей растительности вдоль ложбины водотока, по которой распространялось и нефтяное загрязнение. Поворачивая на ЮЗ, эта полоса вторгается в прилегающий лесной массив, в котором также заметны деградационные изменения (см. рис. 9).

Именно последствия этого разлива отразились на снимке WV-3 *1 июля 2019 г.*, где в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge четко выделяющийся фиолетово-коричневый контур повторяет очертания разлива 2018 г., а в нижней части западного конуса выходит за его пределы, перекрывая участок подходящих с юга дорог и трубопроводов.

На снимке «исторической линейки» *26 августа 2020 г.* весь контур предполагаемого разлива остается без зеленой растительности. И только в 2022 г., через 5 лет после разлива, возможно, неоднократного, на снимке *8 июня 2022 г.* видно происходящее позеленение поверхности на участке разлива – появление отдельных зеленых деревьев среди сухостоя в погибшем лесу, зеленого мелколесья и кустарников на все еще загрязненной поверхности обоих конусов.

На снимке WV-3 25 августа 2022 г. в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge контур этого разлива не очень сильно выделяется среди остальных беслесных контуров коричневым цветом, но в его пределах отмечаются изменения. В вершине западного конуса, где после разлива 2018 г. лес усох, видны зеленеющие кроны молодого возобновления. Продолжается общее позеленение поверхности беслесных частей обоих конусов, особенно заметное на восточном конусе, где восточная граница бывшего разлива размыта. С другой стороны, на нескольких участках отмечается расширение зоны влияния нефтяного разлива за пределы его видимого в 2019 г. контура. В нижней части западного конуса эта граница переместилась западнее системы дорог и трубопроводов. Другой участок расширения зоны влияния – у окончания узкого потока, протягивавшегося от восточного конуса: удлинилась зона его вторжения в лесной массив.

В целом на этом примере удастся проследить как губительное воздействие нефтяного разлива – гибель взрослого леса, так и начинающееся восстановление лесной растительности через 4–5 лет после разлива.

Обсуждение результатов

Выполненные исследования позволяют сделать выводы в двух различных направлениях. Первое связано с возможностью выявления нефтяных разливов дистанционными методами, с дешифрированием по космическим снимкам участков, охваченных нефтяными разливами, и выявлением влияния разливов на экосистемы этих участков. Второй аспект связан с особенностями воздействия нефтяных разливов на природу, его проявлением в разных ландшафтных

условиях, длительностью и степенью губительного влияния на растительность, скоростью ее восстановления после повреждения и гибели.

По первому направлению – дистанционного определения разливов – в проведенном эксперименте впервые выявлены признаки для дешифрирования нефтяных разливов по многоспектральным космическим снимкам сверхвысокого разрешения, полученным с участием среднего инфракрасного диапазона съемки – SWIR-диапазона. Цвет нефтяного загрязнения на изображениях может быть связан с особенностями спектрального отражения нефтью солнечного излучения в SWIR-диапазоне. На используемых авторами снимках WorldView-3 в варианте синтеза SWIR1-NIR1-RedEdge – это коричнево-фиолетовый цвет, отличающий ее от окружающих объектов. Этот признак пока не изучен количественно (параметры цвета и его варианты, их соотношение с характеристиками объекта), он получен при опробовании в цветовом синтезе лишь одной из восьми SWIR-зон. Достоверность его пока не определена и на этом этапе он обеспечивает лишь предположительное дешифрирование, для увеличения достоверности которого в предложенной методике используется обращение к многовременным снимкам высокого разрешения, предоставляемым «исторической линейкой» информационной системы Google Earth. Такая предварительно разработанная методика визуального дешифрирования позволила выявить и детально проанализировать ландшафтные изменения нескольких участков крупных нефтяных разливов, проследив на их примере особенности деградации различных типов растительности.

В то же время остается актуальной задача разработки методики дешифрирования нефтяных разливов по снимкам WorldView-3 с более полным использованием информации всех спектральных диапазонов на основе автоматизированного дешифрирования.

Второе направление результатов выполненного визуального дешифрирования и проведенного анализа серий разновременных снимков выборочных нефтяных разливов – экологическое. Расположение проанализированных участков разливов в различных ландшафтных условиях, на территориях с развитием травянисто-кустарничковой, кустарниковой, мелколесной (включая подрост лесопосадок) и лесной растительности, а также наблюдения за ее изменениями непосредственно после разлива и в течение нескольких последующих лет, дает возможность проследить реакцию различных фитоценозов на нефтяное загрязнение, продолжительность периода их деградации и время самовосстановления.

Представляет интерес сопоставление этих наблюдений с приводимыми в литературе результатами исследований реакции биоты наземных экосистем на нефтяное загрязнение. В монографии А.В. Сороматина о воздействии добычи нефти на экосистемы Западной Сибири [9] отмечается видоспецифичный характер реакции экосистем. Наиболее толерантны к нефтяному загрязнению гидрофильные растения, что определяет лучшую сохранность исходной растительности и ее более быстрое восстановление на заболоченных и околородных участках [10]. Среди разливов, охарактеризованных в нашем исследовании, таких, приходящихся на низовые болота, нет; возможно, указанные свойства определяют и их более слабую дешифрируемость на космических снимках.

На участках же верховых болот и суходолов признаки нефтяного воздействия сохраняются дольше, а самовосстановление фитоценозов растягивается на многие годы и даже десятилетия [11].

Наибольшие по площади разливы имеют место в районах с общей выравненностью рельефа и характеризуются обширным растеканием нефти от места прорыва трубопровода, но незначительным проникновением загрязнителя в глубину почвенного профиля [12]. Именно таковы рассмотренные нами участки разливов. Охватывая достаточно полный ряд жизненных форм растений от травянисто-кустарничковой, кустарниковой, до лесной растительности, они позволяют проследить специфику воздействия на них и их самовосстановления.

Для различных видов растительности характерна разная реакция на нефть: лиственные породы древесных растений по сравнению с хвойными более устойчивы к нефтяному загрязнению. Наибольшую устойчивость к нему проявляет береза (высотой более 0,5 м). Устойчивость растений травяно-кустарничкового яруса ниже, чем растений древесного и кустарничкового яруса из-за неглубокого проникновения корневой системы [13]. Из травянистых растений злаки, осоки, ситниковые более устойчивы, чем мхи и таежное мелкотравье [9].

Многие из этих закономерностей, выявленных западно-сибирскими исследователями на основе специальных экспериментов и многолетних полевых наблюдений, подтверждаются при анализе разновременных космических снимков. На большей части участков разливов, исследованных в настоящей работе, преобладает травянисто-кустарничковая и кустарничковая растительность (участки № 1, 2, 4).

Черный цвет покрытой нефтью поверхности с деградировавшей травянистой растительностью (а на снимках, синтезированных с участием SWIR-зоны – темный коричнево-фиолетовый) после разлива сохраняется, но через 1–2 года на его фоне появляются зеленые пятна возобновляющихся кустарников. Однако общие контуры этих разливов, произошедших в 2017–2018 гг. (в том числе неоднократных), выделяются среди не охваченного нефтяным загрязнением окружения даже на снимках 2022 г., сохраняясь, таким образом, в течение 4–5 лет. Однако, развитие кустарников способствует менее четкому выделению таких контуров (например, участка № 2, восточного конуса участка № 4).

Некоторые из разливов охватили и территории, занятые низкорослым березовым мелколесьем. Например, на участке № 1 оно развито на западной окраине северной части ложбины этого участка и в юго-западной части этой ложбины. Мелколесье, а вернее делянка молодого саженного леса, составляет большую часть территории участка № 3. В этих случаях нефтяная поверхность разлива бывает скрыта под густым пологом сомкнутых крон молодых деревьев и лишь просвечивание сквозь листву и разрывы между кронами обуславливает особый цвет изображения таких участков – придает коричневатый оттенок зеленому цвету леса на снимках в естественном варианте синтеза, а на снимках, синтезированных с участием SWIR-зоны, обуславливает светлый коричневатато-фиолетовый цвет. Разлив вызывает деградацию растительности, увядание листвы и дальнейшее усыхание древостоя. На участке № 3 после разлива 2018 г. оно проявилось через 2 года, но уже в 2020 г. в северной части контура на деревьях появилась зеленая листва, а к 2022 г. зеленое

возобновление охватило почти всю делянку. Однако общий контур недавнего разлива в это время продолжает выделяться из-за недостаточного возобновления растительности наземного яруса.

Лесная растительность в нашем исследовании была представлена на территории участка № 4, где ее гибель послужила главным признаком произошедшего разлива. Подходивший к трубам промыслового нефтепровода густой лес после разлива 2017 г. и 2018 г. превратился в мертвый сухостой на полностью загрязненной нефтью поверхности. Но уже в 2020 г. кроны деревьев стали выборочно зеленеть, хотя поверхность под ними оставалась загрязненной, а в 2022 г., через 4 года после разлива, позеленение охватило большую часть крон. Это вполне соответствует заключению тюменских специалистов о том, что при аварийных разливах деградационные изменения древостоя обычно заканчиваются в течение 2–3 лет [12].

Таким образом, результаты исследований, проведенных по космическим снимкам, хорошо согласуются с натурными наблюдениями специалистов, подтверждая необходимость разработки методов дешифрирования снимков, полученных с использованием SWIR-диапазона, на основе их автоматизированной обработки.

Выводы

1. Предложена предварительно разработанная методика визуального дешифрирования нефтяных разливов на снимках WorldView-3 по цветным изображениям, синтезированным при участии SWIR-зоны, с проверкой по разновременным снимкам высокого разрешения в системе Google Earth.

2. На примере выявленных на основе предложенной методики крупных нефтяных разливов Самотлорского месторождения прослежены изменения поверхности на участках с травянисто-кустарничковой, мелколесной и лесной растительностью; выявленные изменения хорошо сопоставимы с данными наземных полевых исследований, содержащимися в литературных источниках.

3. Выполненное исследование показывает необходимость дальнейшей разработки методов дистанционного мониторинга нефтяных разливов с использованием SWIR-диапазона, включая автоматизированную обработку информации.

Работы в этом направлении будут способствовать решению важнейшей задачи обеспечения оперативного дистанционного мониторинга нефтяных разливов.

Благодарности

Авторы выражают благодарность Кембриджскому университету за содействие в оснащении космическими снимками, а также магистру геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова И.Н. Пижанкову за предоставление материалов полевого обследования региона.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Развитие методов и технологий картографии, геоинформатики и аэрокосмического зондирования в исследованиях природы и общества»).

Литература

1. Аэрокосмический мониторинг объектов нефтегазового комплекса / Под ред. акад. В.Г. Бондура. М.: Научный мир, 2012. 558 с.
2. Бондур В.Г. Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследования Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17.
3. Бондур В.Г., Чимитдоржиев Т.Н. Дистанционное зондирование растительности оптико-микроволновыми методами // Известия вузов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2008. № 6. С. 64–73.
4. Корниенко С.Г. Особенности трансформации растительности на территории Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2009. Т. 6, № 2. С. 394–399.
5. Абросимов А.В., Беленов А.В., Брагин Е.А. Совместный проект компании «Совзонд» и ГП НАЦРН им. В.И. Шпильмана – новое слово в космическом контроле недропользования и природопользования // Геоматика. 2009. № 4. С. 64–79.
6. Cloutis E.A. Spectral reflectance properties of hydrocarbons: remote-sensing implications // Science. 1989. Vol. 245, No. 4914. P. 165–168. <https://doi.org/10.1126/science.245.4914.165>
7. Hörig B., Kühn F., Oschütz F., Lehmann F. HyMap hyperspectral remote sensing to detect hydrocarbons // International Journal of Remote Sensing. 2001. Vol. 22, No. 8. P. 1413–1422. <https://doi.org/10.1080/01431160120909>
8. Астапов А.П., Брадучан Ю.В., Боровский В.В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская.

Лист Р-43-Сургут. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2012. 342 с.

9. *Соромотин А.В.* Воздействие добычи нефти на таежные экосистемы Западной Сибири. Тюмень: Изд-во Тюменского государственного университета, 2010. 320 с.

10. *Гашева М.Н., Гашев С.Н., Соромотин А.В.* Состояние растительности как критерий нарушенности лесных биоценозов при нефтяном загрязнении // *Экология*. 1990. № 2. С. 77–78.

11. *Зубайдуллин А.А.* Самовосстановление нарушенных фитоценозов на нефтезагрязненных участках суходолов и верховых болот // *Наука и образование ХМАО – XXI веку: Сб. тез. докл. окруж. конф. молодых ученых и специалистов*. Сургут: Изд-во СурГУ, 2000. С. 23–26.

12. *Чижев Б.Е.* Лес и нефть Ханты-Мансийского автономного округа. Тюмень: Изд-во Ю. Мандрики, 1998. 144 с.

13. *Московченко Д.В.* Нефтегазодобыча и окружающая среда. Эколого-геохимический анализ Тюменской области. Новосибирск: Наука, Сиб. предприятие РАН, 1998. 112 с.

Study of the evolution of oil spill sites based on high-resolution satellite images: the case of the Samotlor field

V.I. Kravtsova*, M.V. Zimin

Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geography, Moscow, Russia

E-mail: *valentinamsu@yandex.ru

Abstract. A methodology for visual interpretation of accidental oil spills using satellite images from the WorldView-3 satellite equipped with short-wave infrared (SWIR) channels is proposed, with verification using multi-temporal very-high-resolution images in the Google Earth system. The analysis of the images of four large oil spills in the southeastern part of the Samotlor field made it possible to study the degradation changes in different types of vegetation and the processes of its self-recovery for 2017–2022. The comparison of the results of image analysis with the data from field studies reveals their good agreement and the need for further development of methods for remote monitoring of oil spills using the SWIR range.

Keywords: satellite imagery, SWIR range, high resolution, interpretation, multi-temporal analysis, oil spills, vegetation degradation, self-recovery.

Citation: Kravtsova V.I., Zimin M.V. Study of the evolution of oil spill sites based on high-resolution satellite images: the case of the Samotlor field // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 1(40). P. 45–66. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art5> (In Russ.).

References

1. Aerospace monitoring of objects of the oil and gas complex / Ed. by Academician V.G. Bondur. Moscow: Nauchnyi Mir, 2012. 558 p. (In Russ.).
2. Bondur V.G. Aerospace methods and technologies for monitoring of oil and gas areas and facilities // *Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics*. 2011. Vol. 47, No. 9. P. 1007–1018. <https://doi.org/10.1134/S0001433811090039>
3. Bondur V.G., Chimitdorzhiev T.N. Remote sensing of vegetation by optical microwave methods // *Izvestiya Vuzov. Geodesy and Aerophotosurveying*. 2008. No. 6. P. 64–73. (In Russ.).
4. Kornienko S.G. Feature of transformation of vegetation on the territories of Urengoy's oil and gas deposit // *Sovremennye Problemy Distantionnogo Zondirovaniya Zemli iz Kosmosa*. 2009. Vol. 6, No. 2. P. 394–399. (In Russ.).
5. Abrosimov A.V., Belenkov A.V., Bragin E.A. The joint project of the Sovzond company and NACRN V.I. Shpilmana – a new word in the space monitoring of resources and wildlife management // *Geomatics*. 2009. No. 4. P. 64–79. (In Russ.).
6. Cloutis E.A. Spectral reflectance properties of hydrocarbons: remote-sensing implications // *Science*. 1989. Vol. 245, No. 4914. P. 165–168. <https://doi.org/10.1126/science.245.4914.165>
7. Horig B., Kühn F., Oschütz F., Lehmann F. HyMap hyperspectral remote sensing to detect hydrocarbons // *International Journal of Remote Sensing*. 2001. Vol. 22, No. 8. P. 1413–1422. <https://doi.org/10.1080/01431160120909>
8. Astapov A.P., Braduchan Yu.V., Borovsky V.V. et al. State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Series West Siberian. Sheet P-43-Surgut. Explanatory note. St. Petersburg: VSEGEI Mapping Factory, 2012. 342 p. (In Russ.).

9. *Soromotin A.V.* The impact of oil production on the taiga ecosystems of Western Siberia: monograph. Tyumen: Tyumen State University, 2010. 320 p. (In Russ.).
10. *Gasheva M.N., Gashev S.N., Soromotin A.V.* The state of vegetation as a criterion for the disturbance of forest biocenoses in case of oil pollution // *Ekologiya*. 1990. No. 2. P. 77–78. (In Russ.).
11. *Zubaidullin A.A.* Self-restoration of disturbed phytocenoses in oil-contaminated areas of dry valleys and raised bogs // *Science and education of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug – 21st century: Collected abstracts of the District Conference of Young Scientists and Specialists*. Surgut: Surgut State University, 2000. P. 23–26. (In Russ.).
12. *Chizhov B.E.* Forest and oil of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug. Tyumen: Yu. Mandrika, 1998. 144 p. (In Russ.).
13. *Moskovchenko D.V.* Oil and gas production and the environment. Ecological and geochemical analysis of the Tyumen region. Novosibirsk: Nauka, Siberian Enterprise of the Russian Academy of Sciences, 1998. 112 p. (In Russ.).

Выявление и анализ перспективной задачи исследования по теме «Цифровая трансформация нефтегазового сектора»

Б.Н. Чигарев

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

E-mail: bchigarev@ipng.ru

Аннотация. Данная работа посвящена выявлению и анализу одной из актуальных задач научного исследования темы «Цифровая трансформация нефтегазового сектора». Актуальная область и методы исследования были определены по материалам Общества инженеров-нефтяников, для раскрытия научного аспекта выявленной актуальной задачи использовались публикации, индексируемые в библиографической и реферативной базе данных рецензируемой научной литературы Scopus. Такой подход, по мнению автора статьи, снижает предвзятость при выборе актуальных научных задач, поскольку отражает как интересы нефтегазового сектора, так и экспертов научного сообщества. В данной работе актуальная проблематика исследования определялась как по категориям классификации платформы search.spe.org, так и по авторским ключевым словам статей, проиндексированных в Scopus. Для более детального раскрытия научных аспектов таких исследований был проведен краткий обзор наиболее цитируемых статей, относящихся к рассматриваемой теме. Результаты проведенного анализа показывают, что в рамках широкой темы цифровой трансформации нефтегазового сектора для индустрии (Общества инженеров-нефтяников) и научного сообщества актуальной является задача, которую можно отразить термином «well drilling» (бурение скважин) и методом ее анализа «random forest» (случайного леса).

Ключевые слова: цифровая трансформация, нефтегазовый сектор, актуальные задачи исследования, библиометрический анализ, Scopus, VOSviewer.

Для цитирования: Чигарев Б.Н. Выявление и анализ перспективной задачи исследования по теме «Цифровая трансформация нефтегазового сектора» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 67–88. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art6>

Определение цели данной публикации

В 2019 году Минэнерго России был сформирован Совет по цифровой трансформации отраслей топливно-энергетического комплекса, обеспечивающий выработку единой позиции и ключевых решений по данному вопросу¹.

За прошедшие годы накоплен значительный опыт научных исследований

в области цифровой трансформации нефтегазового сектора, поэтому представляет интерес проведение анализа по выявлению актуальных научных задач в данной области исследований.

В рамках настоящей работы поставлена цель выявить и проанализировать одну из актуальных научных задач исследований, опираясь на международный опыт, изложенный как в материалах Общества инженеров-нефтяников (SPE), так и публикаций, проиндексированных в реферативной базе Scopus.

¹ <https://minenergo.gov.ru/node/14559> – ведомственный проект «Цифровая энергетика».

При этом материалы публикаций SPE использовались для выявления актуальной для нефтегазового сектора задачи, а материалы Scopus – для анализа публикаций, раскрывающих научную сторону исследований по выявленной актуальной задаче.

Введение

Чтобы оценить доминирующие задачи научных исследований по теме Digital and Oil&Gas², но не сужать тему до вынесенной в заголовке этой статьи, задаем очень широкий запрос к Scopus, ограничившись публикациями 2021 года. По запросу «TITLE-ABS-KEY (digital AND oil&gas) AND (LIMIT-TO (PUBYEAR, 2021))» получаем 524 результата, что вполне достаточно для небольшого обзора для раздела Введение. Публикации за 2021 год, с одной стороны, – достаточно новые, с другой – было время их процитировать. Из данного количества публикаций 126 относятся к публикациям китайских авторов, 83 – российских и 61 – авторов из США. Цитируемость публикации отражает проявленный к ней интерес со стороны экспертного сообщества, поэтому ограничиваемся данными по публикациям, которые процитированы минимум 10 раз. Таких публикаций оказалось 35.

Приведем список десяти чаще всего встречаемых авторских ключевых слов, взятых из данных публикаций: machine learning, artificial intelligence, drilling and completion, logging interpretation, oil and gas industry, reservoir engineering, seismic exploration, surface facility engineering, deep

learning, rock physics (см. Прил. 1). Эти данные нужны для сравнения с результатами, полученными по схеме:

1) запрос к публикациям SPE, отражающий отраслевой интерес;

2) выявление задач, интересных для отрасли;

3) анализ актуальных исследовательских задач, выявленных по данным научных публикаций, проиндексированных в Scopus.

Разнообразие подходов во введении и основной части статьи позволяет снизить предвзятость в оценке актуальности научных задач, относящихся к цифровой трансформации нефтегазового сектора. Если результаты получатся сопоставимыми, это можно трактовать как их устойчивость, так как выборки для анализа формировались существенно различными способами.

Для обзора опубликованных статей рассмотрим те из них, в которых встречаются перечисленные выше доминирующие авторские слова.

Из 35 публикаций статья [1] является наиболее цитируемой для ключевого слова «machine learning» (43 цитирования). Работа посвящена ускорению разработки новых металлоорганических структур (MOFs) на основе методов высокопроизводительного вычислительного скрининга (HTCS). Как показали авторы статьи, применение машинного обучения (ML) к HTCS MOFs эффективно не только для выявления скрытых связей между компонентами структуры, но и для технологий их применения, в частности, для хранения и разделения газа. Металлоорганические структуры были названы Международным союзом теоретической и прикладной химии (IUPAC) в числе десяти лучших новых технологий в химии [2].

² <https://smartgopro.com/digitalgasoil/> – отраслевая конференция и выставка по цифровым технологиям для топ-менеджеров нефтегазового сектора.

Авторы статьи [3] анализируют, как применение искусственного интеллекта может изменить нефтегазовую отрасль (ключевые слова: artificial intelligence, oil and gas industry, 39 цитирований). Основное внимание уделяется сегменту разведки и добычи, как наиболее капиталоемкой части нефтегазовой отрасли, и сегменту с огромным количеством неопределенностей, с которыми приходится сталкиваться. На основе анализа применения искусственного интеллекта (ИИ) и обзора существующих внедрений ИИ авторы анализируют последние тенденции в развитии инструментов на основе ИИ и их влияние на снижение рисков в отрасли. Для российских авторов более характерно изучение проблем именно нефтегазового сектора, а не актуальных задач чистой энергетики, примером которой может являться предыдущая публикация.

«Drilling and completion» является классической темой для нефтегазовой отрасли; наиболее цитируемая работа, содержащая данное ключевое слово, – статья [4] (22 цитирования, также включает ключевые слова: logging interpretation, reservoir engineering, seismic exploration, surface facility engineering). В данной статье описывается применение искусственного интеллекта в нефтеразведке и разработке месторождений, а также обсуждаются области применения и направления развития ИИ в будущем. Машинное обучение было применено в идентификации литологии, реконструкции каротажных кривых, оценке параметров коллекторов. Глубокое машинное обучение и технология оптимизации применимы в разработке пластов, оптимизации процесса заводнения и прогнозирования добычи нефти и газа,

особенно в режиме реального времени. Данная обзорная публикация хорошо отражает области применения ИИ в нефтегазовом секторе, но не раскрывает, какие методы ИИ чаще всего реализуются при решении перечисленных в статье задач.

Точная оценка проницаемости породы имеет решающее значение для разработки и управления нефтяными и газовыми пластами. Авторами публикации [5] (25 цитирований, ключевые слова: deep learning, rock physics) была разработана методика, основанная на ИИ для быстрой и точной оценки проницаемости неоднородных карбонатных пород по рентгеновскому микротомографическому изображению micro-CT (X-ray micro-CT). Авторы обнаружили, что прогнозируемая проницаемость карбонатов с помощью машинного обучения очень хорошо согласуется с проницаемостью вычислительно более трудоемкого прямого моделирования на основе «voxel-based modeling». Разработанная модель ML обеспечивает сокращение времени вычислений примерно на три порядка по сравнению с Lattice Boltzmann Method. Авторы утверждают, что предложенная схема, объединяющая различные алгоритмы обучения, визуализацию горных пород и моделирование, обладает потенциалом для быстрой и точной оценки петрофизических свойств при моделировании и определении характеристик пласта.

Приведенный выше краткий обзор показывает, что простой запрос и не менее простой анализ позволяют выявить интересные публикации, которые могут служить отправной точкой для дальнейшего сбора материалов по теме, заинтересовавшей специалиста.

Но такой подход не позволяет выявить и проанализировать, какие задачи являются приоритетными для данного класса экспертов (в нашем случае SPE) и какие методы решения данных задач чаще всего используются научным сообществом (публикации, проиндексированные в Scopus). Это и явилось мотивацией провести исследование с использованием библиометрических методов по выявлению актуальной задачи в такой широкой теме, как «Цифровая трансформация нефтегазового сектора», которая соответствовала бы как интересам индустрии (SPE), так и научного сообщества (Scopus).

Естественно, в одной публикации невозможно раскрыть все стороны озвученной выше проблемы, но вполне возможно показать подход к ее решению.

Материалы и методы

В качестве источника публикаций SPE использовался сервис search.spe.org, предоставляющий открытый доступ к системе, работающей на основе искусственного интеллекта, которая сочетает в себе машинное обучение и знания экспертов в конкретной области, для получения точной, достоверной и последовательной информации о содержании OnePetro, PetroWiki, журналов SPE и веб-сайта³.

Формирование запроса

Результаты запросов к системе search.spe.org без дополнительных ограничений в формате: название термина (число результатов в выдаче):

- digital transformation (1,038);
- digital technology (614);
- digital technologies (655);
- digital engineering (192);
- Digitalization (1,311);
- Industry 4.0 (226).

Видно, что в системе слабо работает стемминг⁴ – результаты для «digital technologies» (655) и «digital technology» (614) немного отличаются. Такое нередко встречается в системах поиска, в которых упор делается на ИИ, но недостаточное внимание уделяется предобработке исходных данных/текстов. «Digitalization» – часто употребляемый термин. Он носит более общий характер по сравнению с «digital transformation». Учитывая, что ресурс search.spe.org – сугубо специализированный и для выбора интересной и актуальной задачи научных исследований желательно иметь большую выборку библиометрических данных, он был включен в итоговый запрос.

Итоговый запрос: «“digital transformation” OR “digital technologies” OR “digital technology” OR “digital engineering” OR “Industry 4.0” OR “Digitalization”» – по нему получено 2873 записи, что больше половины суммы результатов отдельных запросов (4036). Это говорит о высокой связанности терминов в запросе и подчеркивает их отнесение к одной тематике.

Из 2873 публикаций только 186 относятся к рецензируемым статьям, то есть доминируют отраслевые материалы, а не научные публикации. Таким образом, актуальность выбираемой задачи основывается на интересах отрасли, а не научных статьях.

³ <https://onepetro.org/> – онлайн-библиотека технической литературы по нефтегазовой тематике.

⁴ Стемминг – это процесс нахождения основы слова для заданного исходного слова (<https://ru.wikipedia.org/wiki/Стемминг>).

Некоторые характеристики выборки, которые использованы для выбора актуальной задачи для детального анализа

Искусственный интеллект платформы search.spe.org позволяет отнести публикации к определенным категориям, входящим в 14 классов. Для обоснования выбора актуальной задачи исследования воспользуемся данными следующих классов: SPE Disciplines, Concept Tag, Industry и Technology. При выборе актуальной задачи исследований исходим из предположения, что актуальность можно оценить числом публикаций, относящихся к определенной категории. Для конкретизации ограничений, к каким категориям должны относиться публикации, по рассмотрениям которых выбиралась актуальная задача исследований, для каждого класса оставлялись по 2–4 категории с наибольшим числом публикаций.

SPE Disciplines

Для SPE Disciplines платформа search.spe.org смогла классифицировать 2811 публикаций. Из них 2072 отнесены к категории Data Science & Engineering Analytics, 984 – к Management, 791 – к Reservoir Description and Dynamics, а следующие категории решено было объединить, так как они все имеют отношение к скважинам: Production and Well Operations (511), Well Completion (263) и Well Drilling (525).

Здесь применение науки о данных и инженерной аналитики к задачам эксплуатации скважин явно доминирует.

На этом этапе не рассматривается совместная фильтрация по совокупности категорий, так как просто нужны ограничения тематик для отбора научных публикаций, проиндексированных в Scopus.

Concept Tag

Для Concept Tag имеем: Upstream Oil & Gas – 2474, Artificial Intelligence – 1397, Operation – 735, Application – 675, Petroleum Engineer – 627 публикаций, относящихся к данной категории.

Вышеприведенные результаты можно интерпретировать как использование искусственного интеллекта для решения инженерных задач в сфере разведки и добычи нефти и газа.

Industry

В данном случае доминирует категория Energy (2731), ее подкатегория Oil & Gas (2685) и подподкатегория Upstream (2469).

Upstream, как самая низшая ветвь классификации, преобладает в Industry так же, как и в Concept Tag.

Technology

В данном случае доминирует категория Information Technology (2679), ее подкатегория Artificial Intelligence (1309) и две подподкатегории: Machine Learning (534) и Representation & Reasoning (439).

Чем ниже подкатегория, тем более узок класс задач, в нее входящих. Поэтому в дальнейшем используем именно их для формирования запроса по сбору научных публикаций.

Распределение категорий в четырех классах хорошо между собой согласуется.

На основании этого можно предположить, что для инженеров нефтегазовой отрасли актуальной задачей является использование машинного обучения, представления знаний и логических выводов (Machine Learning и Representation & Reasoning) в задачах эксплуатации скважин (Production and Well Operations, Well Completion и Well Drilling), т. е. выбраны наиболее конкретные подкатегории.

Проведенный анализ публикаций, проиндексированных на платформе search.spe.org, позволил сформулировать класс задач, наиболее актуальных с позиций SPE по теме «Цифровая трансформация нефтегазового сектора».

Следующий этап анализа библиометрических данных по выявлению актуальной научной исследовательской задачи, которую целесообразно изучить более детально, был проведен с использованием результатов запросов к системе Scopus.

В Scopus рассматривались публикации, проиндексированные после 2017 года.

Запросы формировались по наличию выбранных терминов в заголовках, аннотациях и ключевых словах публикации (TITLE-ABS-KEY).

Самый широкий запрос к базе Scopus, содержащий термины «well AND drilling», дал 21368 результатов. Данный запрос отражает интерес к объекту исследований.

Методы исследований, применяемые в публикациях, можно проанализировать, задав запрос: «Machine Learning OR (representation AND reasoning)», по которому Scopus выдал 322528 результатов. При этом запрос с терминами «representation AND reasoning» дает только 5688 результатов, а с «Machine Learning» – 317306. Пересечение между этими запросами небольшое – 725 публикаций, поэтому в итоговом запросе оставляем и «Machine Learning», и «representation AND reasoning».

Окончательно объединяя запросы, относящиеся к методам исследования и объекту исследования, получаем запрос: «TITLE-ABS-KEY ((well AND drilling) AND (“Machine Learning” OR (representation AND reasoning))) AND PUBYEAR > 2017»,

дающий 725 записей, из которых 688 написаны на английском языке (актуально на 30.11.2022).

Выборка из 688 записей использовалась для выявления актуальной темы исследований.

В качестве инструментария применялись программа для проведения библиометрических исследований VOSviewer [6], программа построения графики Scimago Graphica [7] и утилиты для работы со строками.

Результаты

Актуальные задачи исследований могут быть описаны разными терминами: авторскими ключевыми словами, индексными ключевыми словами платформы Scopus, терминами, извлеченными из текстов заголовков и аннотаций публикаций. В данной работе акцент сделан на использовании авторских ключевых слов (Author Keywords). Авторов можно рассматривать как экспертов в своей предметной области, которые стараются выбрать ключевые слова, наиболее точно, с их точки зрения, описывающие содержание статьи.

Это не умаляет важности использования других терминов для всестороннего библиометрического анализа, просто задача данной публикации ограничена выявлением и кратким анализом одной актуальной исследовательской задачи в рамках темы «Цифровая трансформация нефтегазового сектора».

Кластеризация терминов, используемых для выявления актуальной задачи, основывалась на их совместной встречаемости в поле Author Keywords. Результаты представлены на рис. 1.

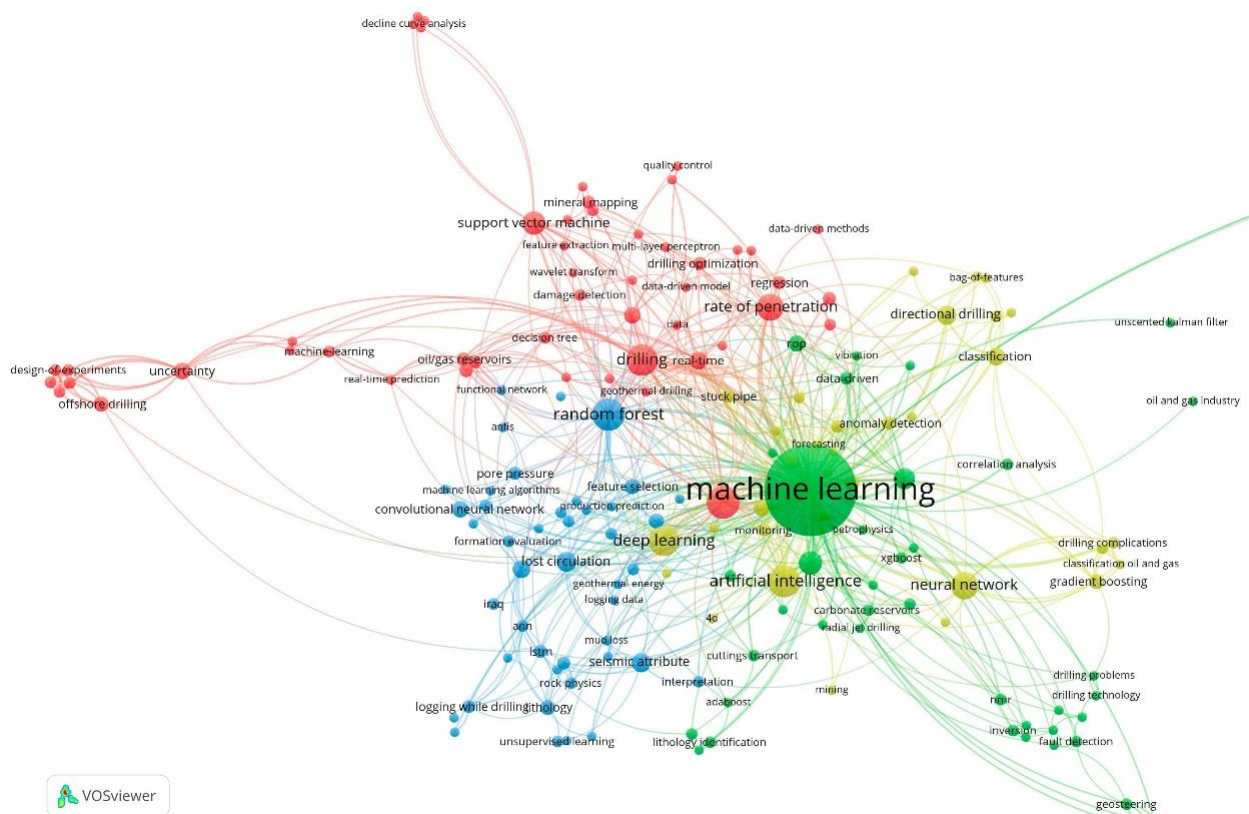


Рис. 1. Четыре кластера сети авторских ключевых слов, полученных на основе их совместной встречаемости

Всего в 688 библиометрических записях, экспортированных из Scopus, содержалось 1155 авторских ключевых слов, из которых 175 встречались два и более раза и только 29 – пять и более раз. Предварительно проводился частичный препроцессинг Author Keywords, например, термины во множественном числе заменялись на термины в единственном числе.

Авторские ключевые слова в выборке получились очень разнородными. Как видно из приведенных выше данных, только 175 из них встречаются два и более раза. Поэтому при выборе параметров по умолчанию программа VOSviewer выдавала 18 кластеров, в самом маленьком из которых содержался лишь один термин, при выборе параметра наименьшего числа

терминов в кластере в диапазоне 25–30 устойчиво получалось 4 кластера, что и использовалось в дальнейшей работе.

В табл. 1 представлены наиболее часто встречаемые термины для каждого из четырех кластеров и их характеристики.

Сопоставление названий полей
в таблице и названий в экспортируемых
из VOSviewer файлах:

- Название термина (label),
- № кластера (cluster),
- Общая сила связи
(weight<Total link strength>),
- Встречаемость термина
(weight<Occurrences>),
- Средний год публикации
(score<Avg. pub. year>),
- Средняя нормализованная
цитируемость (score<Avg. norm. citations>).

Таблица 1

10 наиболее часто встречаемых терминов для каждого кластера и их характеристики

Название термина	№ кластера	Общая сила связи	Встречаемость термина	Средний год публикации	Средняя нормализованная цитируемость
<i>Первый кластер, цвет красный, общее число терминов в кластере 50</i>					
artificial neural network	1	54	24	2021,1	1,5073
drilling	1	65	22	2020,1	1,2109
rate of penetration	1	37	16	2021	1,8462
support vector machine	1	30	12	2019,8	1,6723
real-time	1	31	7	2020,9	1,3735
particle swarm optimization	1	14	6	2021	2,0472
uncertainty	1	29	6	2020,3	1,279
offshore drilling	1	20	5	2020,4	0,0671
data mining	1	8	4	2021	1,3853
drilling optimization	1	12	4	2019,8	3,5014
<i>Второй кластер, цвет зеленый, общее число терминов в кластере 47</i>					
machine learning	2	333	184	2020,7	1,3863
well log	2	18	12	2020,8	1,9429
optimization	2	31	10	2020,2	2,2427
ROP	2	19	6	2019,3	3,8199
data-driven	2	16	4	2019,8	3,2969
carbonate reservoirs	2	5	3	2022	0,2988
constraints	2	6	3	2020,3	0
correlation analysis	2	4	3	2020,7	1,7659
cuttings transport	2	8	3	2021	0,565
fault detection	2	6	3	2020,3	0,798
<i>Третий кластер, цвет синий, общее число терминов в кластере 44</i>					
random forest	3	55	23	2020,8	1,3591
lost circulation	3	24	9	2020,1	2,524
seismic attribute	3	16	8	2020,3	0,9416
drilling parameters	3	20	7	2021	1,5638
convolutional neural network	3	8	6	2021	2,4845
feature selection	3	8	5	2020,6	3,1978
lithology	3	12	5	2021	1,9907
shale gas	3	7	5	2021,6	2,2762
logging while drilling	3	11	4	2020,5	0,9923
LSTM	3	12	4	2019,8	1,3448
<i>Четвертый кластер, цвет хаки, общее число терминов в кластере 33</i>					
artificial intelligence	4	64	23	2020,7	1,5927
deep learning	4	40	20	2020,95	1,6511
neural network	4	41	17	2020,4	0,2695
directional drilling	4	21	8	2020,6	2,427
classification	4	23	7	2020,3	1,9617
drilling operation	4	21	6	2021	1,9063
unsupervised machine learning	4	3	6	2021,5	2,2076
gradient boosting	4	20	5	2020,6	1,7196
logging	4	16	5	2020,8	0,2013
anomaly detection	4	16	4	2020	1,4259

Согласно руководству пользователя программы VOSviewer [8]:

- weight<Total link strength> – атрибут указывает количество связей термина с другими терминами с учетом их веса;
- score<Avg. pub. Year> – средний год публикации документов, в которых встречается термин (сумма значений годов публикаций, деленная на число публикаций);
- score<Avg. norm. citations> – равно количеству цитирований документа, деленное на среднее число цитирований всех документов, опубликованных в том же году и включенных в данные, предоставляемые VOSviewer.

Нормализация корректирует тот факт, что более старые документы имели больше времени для получения ссылок, чем более свежие документы.

Как было отмечено при анализе материалов, экспортированных из сервиса search.spe.org, актуальная для SPE задача предпочтительно должна относиться к процессу бурения, в терминах Author Keywords – это ключевое слово «drilling». Учитывая, что доминирующим авторским ключевым словом в выборке является «machine learning», актуальную задачу можно определить, выбрав наиболее часто используемый метод машинного обучения, используемый в рассматриваемых публикациях. В качестве второго критерия выбора использовалась связанность термина, описывающего метод машинного обучения, с другими терминами. Как видно из рис. 2 и 3, таким методом является «random forest» (случайный лес).

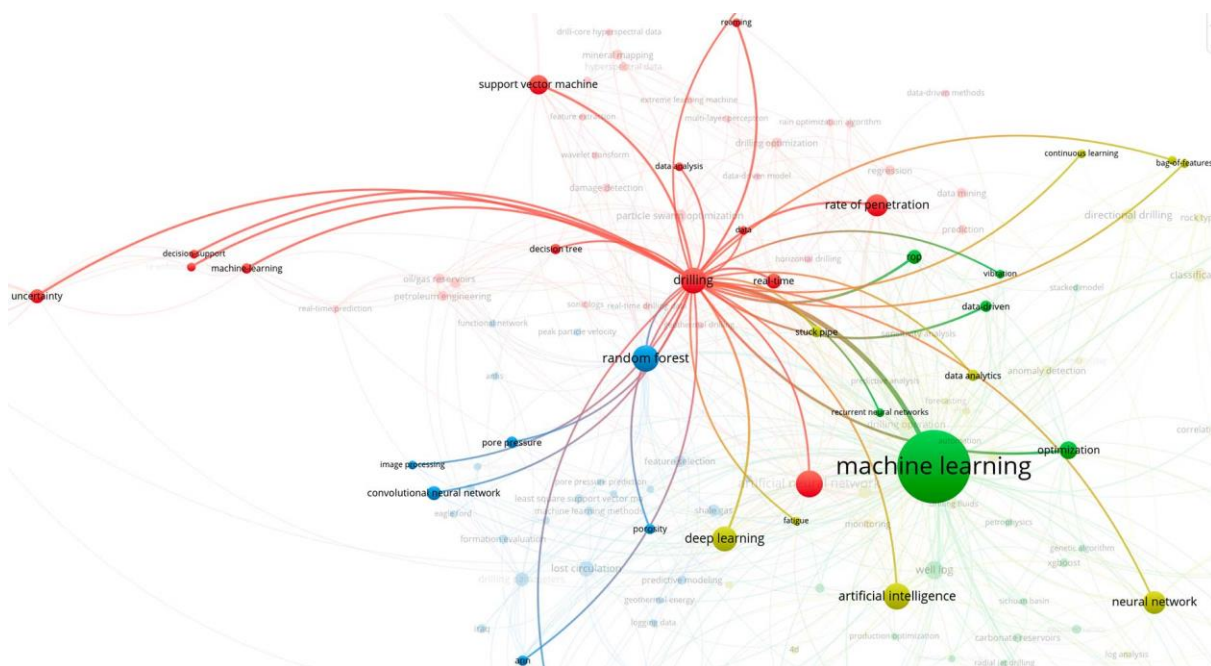


Рис. 2. Фрагмент рис. 1, показывающий связь термина «drilling» с ключевыми словами «machine learning» и «random forest»

На рис. 2 видно, что «random forest» встречается чаще, чем «support vector machine» и «convolutional neural network», которые также являются конкретными методами машинного обучения. Более того,

термины, описывающие целый класс методов машинного обучения, таких как «deep leaning», «artificial intelligence» и «neural network», встречаются не чаще, чем «random forest».

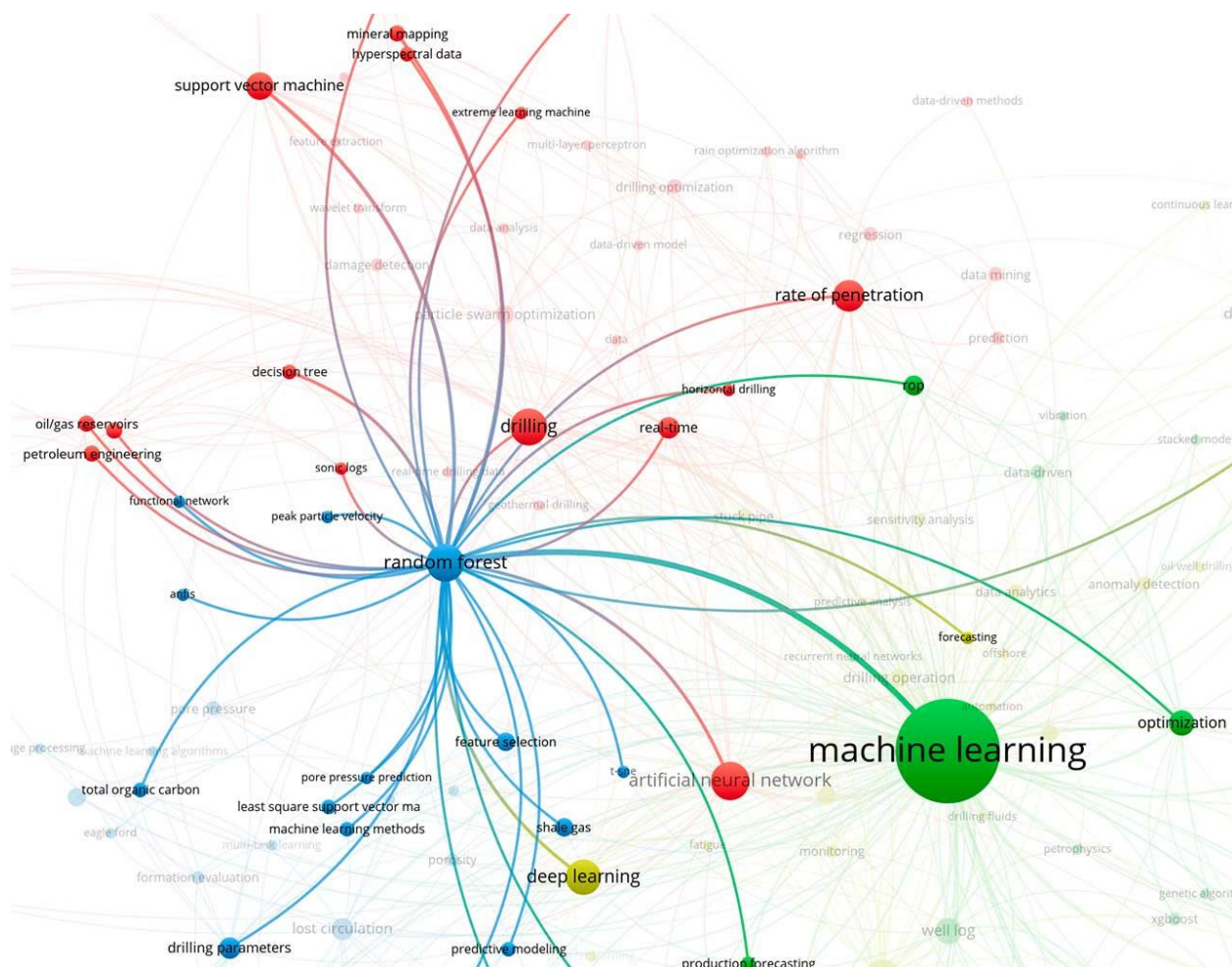


Рис. 3. Фрагмент рис. 1, показывающий связь термина «random forest» с другими ключевыми словами, описывающими методы машинного обучения и процесс бурения

Авторские ключевые слова, конкретизирующие выбор актуальной задачи, можно взять из рис. 3. Из красного кластера следует отметить термины «real-time» и «rate of penetration», а из синего – «drilling parameters» и «feature selection».

Дополнительно к рис. 2, показывающему связь ключевого слова с другими терминами, построен график цитируемости названий (рис. 4), содержащих строку «drill».

Размер круга пропорционален частоте встречаемости термина (Occurrences), а цвет соответствует номеру кластера. Номер, а не цвет кластера, соответствует кластерам,

представленным на рис. 1. Надписи на рис. 4 представлены в том виде, в котором они даны в экспортируемых из VOSviewer файлах, иначе читая, например, руководство пользователя программы VOSviewer, трудно будет понять, о каких параметрах идет речь.

Из рис. 4 следует, что средняя нормализованная цитируемость термина «petroleum wells-drilling» – высокая, более того, он чаще встречается в новых публикациях. Поэтому представляет интерес рассмотреть, с какими терминами он чаще всего встречается. Результат полученной выборки терминов представлен на рис. 5.

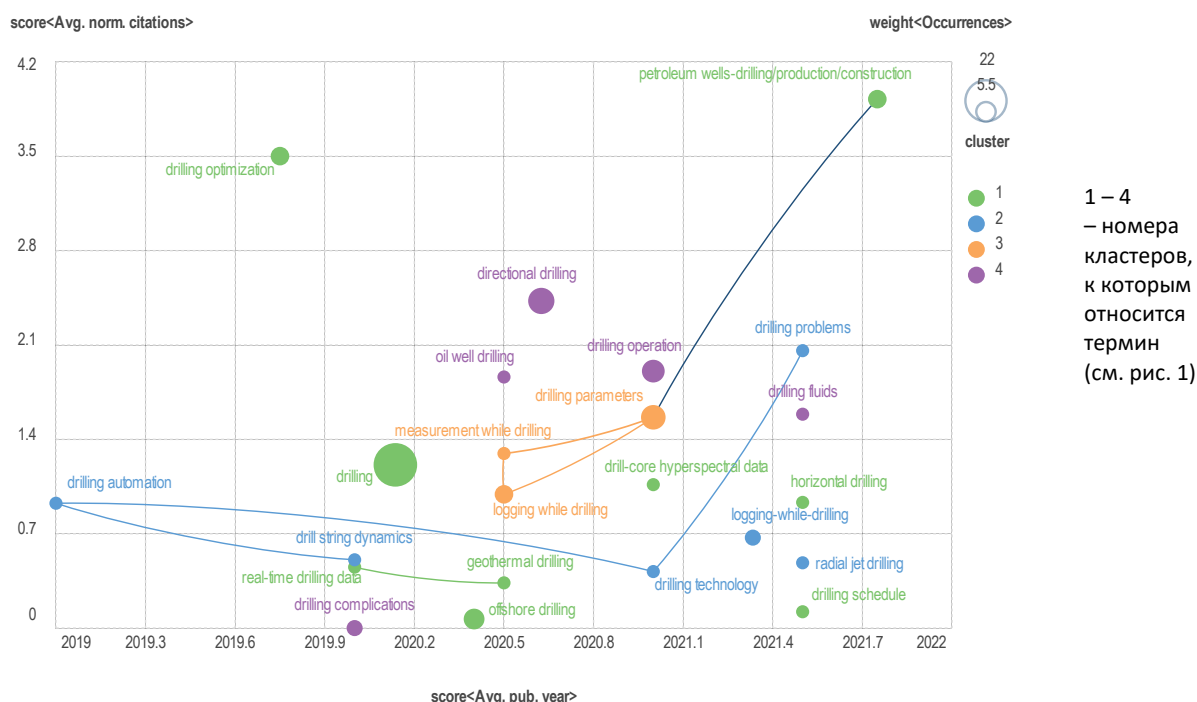


Рис. 4. Диаграмма, характеризующая цитируемость терминов, содержащих слово «drill» в координатах: средний год встречаемости термина как авторского ключевого слова (Avg. pub. year) и средняя нормализованная цитируемость публикаций, содержащих термин как авторское ключевое слово (Avg. norm. citation).
Размер пузырька пропорционален частоте встречаемости термина (weight <Occurrences>)

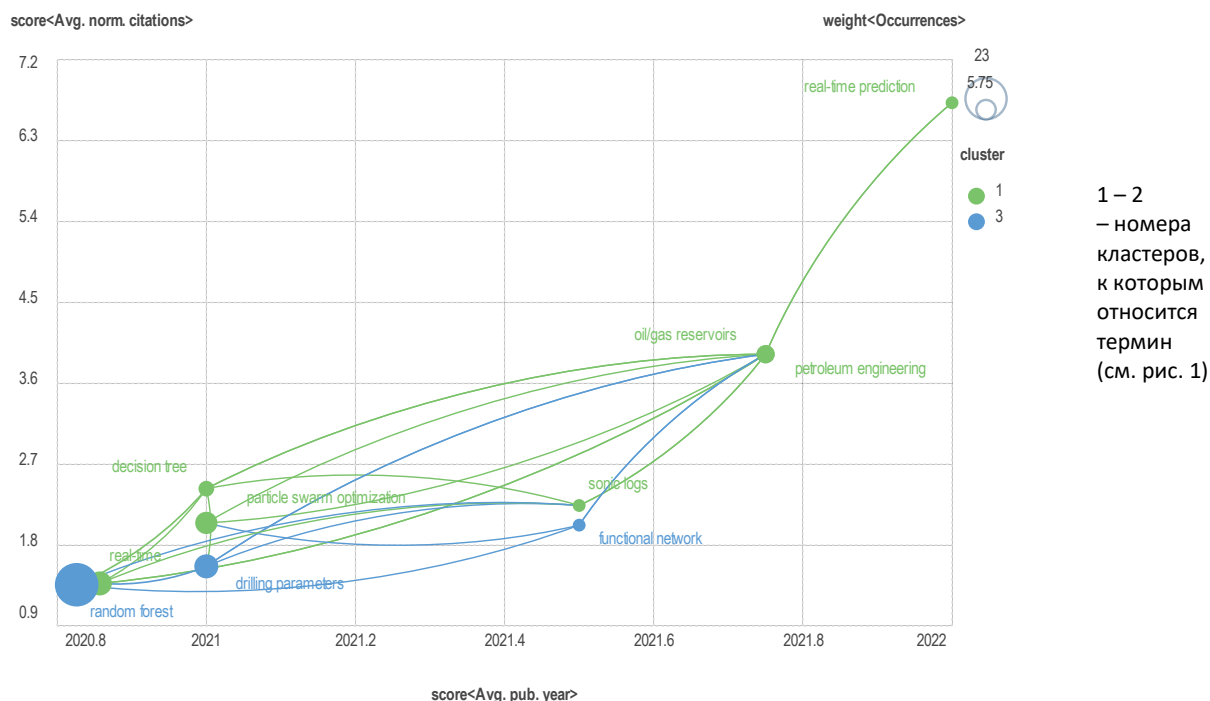


Рис. 5. Диаграмма, отражающая наиболее часто встречаемые авторские ключевые слова в публикациях, содержащих «petroleum wells-drilling» как авторское ключевое слово. Координаты на диаграмме: средний год встречаемости термина как авторского ключевого слова (Avg. pub. year) и средняя нормализованная цитируемость публикаций, содержащих термин как авторское ключевое слово (Avg. norm. citation).
Размер пузырька пропорционален частоте встречаемости термина (weight <Occurrences>)

«Random forest» является наиболее часто встречаемым термином в данной выборке. «Real-time» и «real-time prediction» также являются значимыми терминами. Близкая связанность «random forest» и «drilling parameters» может указывать, в каких задачах используется данный метод классификации. Метод «random forest» является развитием метода «decision tree», это может объяснить их совместную встречаемость в одной выборке.

Термины «sonic logs», «oil/gas reservoirs» и «petroleum engineering» логически сочетаются с выбранным автором статьи для выявления актуальной задачи термином «petroleum wells-drilling».

Возможной актуальной задачей может служить использование метода «random forest» в определении оптимальных параметров бурения, в том числе в условиях реального времени. Эти ключевые термины присутствуют на рис. 2–5.

Целесообразно дать некоторое пояснение к ключевому слову «functional network», которое в последнее время нередко встречается для описания анатомической и функциональной организации мозга в терминах сложных сетей. Часто целью подобных моделей является выявление различий между возможными условиями функционирования элементов такой сети. В основе подобных моделей лежит определение дискриминационных признаков и количественная оценка различий между ними. Более детально с сущностью «functional network» можно ознакомиться в работе [9]. В текущем контексте использование подходов «functional network» может быть интересно для обоснования выбора параметров бурения («drilling parameters» на рис. 5).

Но данная задача скорее относится к перспективным/поисковым исследованиям, нежели к актуальным/востребованным, выявлению которых посвящена статья.

Из собранных данных, которые, согласно основному запросу, относятся к задачам бурения «well AND drilling», выбираем публикации, содержащие «random forest» в авторских ключевых словах.

Дадим краткое описание тематики каждой из публикаций.

Увеличение скорости проходки «rate of penetration» (ROP) сокращает время, необходимое для бурения, что приводит к снижению затрат. Эмпирические формулы, разработанные для прогнозирования ROP, имеют ограниченное применение в полевых условиях. Методы сбора данных о бурении в реальном времени и вычислительные технологии с годами совершенствуются, поэтому авторы статьи [10] применили подход к прогнозированию, основанный на построении модели данных, а не на эмпирических формулах.

После оптимизации гиперпараметров метод «random forest regressor» с 300 деревьями решений дал лучшие результаты, чем «artificial neural network» (ANN), для проанализированного набора данных. Метод «random forest» строит несколько деревьев решений и объединяет их вместе, чтобы получить более точный и стабильный прогноз. Он широко используется и входит во многие аналитические пакеты. Большим преимуществом метода случайного леса является то, что его можно использовать как для классификации, так и для задач регрессии. Более детально с информацией о данном методе можно ознакомиться в публикациях [11, 12]. Первая процитирована в Scopus 62394 раза, а вторая – 2444 раза (актуально на 30.11.2022).

Сопоставим ключевые слова статьи: «rate of penetration, predictive modeling, geothermal energy, machine learning, deep learning, random forests, artificial neural network, python programming» с терминами, представленными на графике (см. рис. 5). К термину на графике «drilling parameters» можно отнести ключевое слово «rate of penetration», к «functional network» – «artificial neural network», область применения «geothermal energy» является востребованной темой чистой энергетики, наиболее близкой к задачам геологии и разработки из всех других методов получения энергии, относящихся к чистым.

Таким образом, ключевые термины статьи имеют сходство с терминами, представленными на рис. 5. И статья может рассматриваться как относящаяся к актуальной тематике.

В работе [13] авторы рассматривали проблему картирования пород при анализе гиперспектральных данных керна и их классификации по нескольким меткам. Классификация по нескольким меткам осуществлялась с использованием алгоритма random forest (RF). Для создания обучающего набора данных использовались минералогические данные сканирующей электронной микроскопии (SEM) высокого разрешения. Гиперспектральные данные охватывали видимый и ближний инфракрасный (VNIR) и коротковолновый инфракрасный (SWIR) диапазоны электромагнитного спектра. Таким образом, данная статья раскрывает еще один актуальный аспект, связанный с бурением, в котором алгоритм random forest используется для классификации данных по керну.

Цель работы [14] заключалась в разработке модели машинного обучения для прогнозирования результатов акустического каротажа по данным бурения

в режиме реального времени. В качестве алгоритмов обучения для построения моделей прогнозирования результатов акустического каротажа по данным бурения сложных разрезов, включающих известняки, песчаники, сланцы и карбонатные формации, были использованы алгоритмы Decision Tree (DR) и random forest (RF). Результаты показали, что разработанные модели обладают высокой способностью предсказывать звуковые сигналы по данным бурения. Прогнозирование акустического сигнала с помощью разработанных моделей позволяет сэкономить затраты и время на сбор данных и обеспечивает оценку параметров бурения в режиме реального времени. Как отмечалось выше, random forest фактически является усовершенствованным методом Decision Tree, поэтому и на графиках, и часто в текстах эти термины встречаются совместно. Данная статья раскрывает третий аспект использования метода random forest – построение моделей прогнозирования результатов акустического каротажа по данным бурения в режиме реального времени. В статье [15] авторы предлагают алгоритм вероятностного случайного леса (Probabilistic Random Forest) и исследуют его преимущества по сравнению с восемью существующими алгоритмами интерпретации литологии каротажа. Сравнительные эксперименты на 9 реальных задачах интерпретации литологических данных каротажа подтвердили целесообразность и преимущества предложенного метода. Авторы утверждают, что вероятностная модель способна предоставить больше информации о неоднородности и свойствах пласта. Пояснение: алгоритм Probabilistic Random Forest (PRF) рассматривает признаки и метки как функции распределения вероятностей, а не как детерминированные величины [16].

Ценность данной работы заключается не только в еще одном объекте исследования (литологической интерпретации данных каротажа), но и в модификации самого метода «Probabilistic random forest», предоставляющего, по мнению авторов статьи, больше информации о свойствах пласта.

Суммируя краткое рассмотрение содержания четырех публикаций, можно утверждать, что выбранная с использованием библиометрического метода актуальная задача по использованию метода «random forest» для решения проблем, требующих решения в реальном времени (real time и real-time prediction) и связанных с бурением скважин (drilling parameters), является адекватной. В скобках названия терминов приводятся в том виде, в котором они представлены на графиках (см. рис. 5 и 6).

Контекст процесса цифровой трансформации нефтегазового сектора может быть очень широким, но актуальные задачи, учитывающие как интересы промышленности (SPE), так и научные наработки (Scopus), чаще всего бывают весьма конкретными и приземленными. Хорошо отработанные и легко интерпретируемые методы типа «random forest» могут быть не менее актуальными, чем трудно интерпретируемые и требующие больших выборок для этапа обучения методы с использованием нейронных сетей.

«Приземленные» вопросы, связанные с процессом бурения, могут быть не менее актуальными в промышленных условиях, чем создание цифровых двойников. Вторые задачи можно скорее отнести не к актуальным/востребованным, а к перспективным/поисковым исследованиям,

которые позволяют занять нарождающиеся рынки и наметить темы исследований. Нарождающиеся темы исследований «Emerging research topics» требуют несколько иного подхода к проведению библиометрического анализа. В этом случае постановка вопроса задается не текущими проблемами индустрии, а денежными потоками и политическими решениями, при этом темы библиометрически будут определяться не абсолютными значениями, а их ростом и диссеминацией.

Библиометрический анализ не рассчитан на получение «единственно верного решения», чаще всего он позволяет снизить предвзятость в принятии решений. В данном исследовании ставился вопрос о выборе задачи, относящейся к теме «Цифровая трансформация нефтегазового сектора» и востребованной/актуальной именно с точки зрения промышленности. Более того, библиометрические данные, экспортированные из Scopus, проанализированы с использованием авторских ключевых слов. Аналогичный анализ можно провести, используя индексные ключевые слова поля Index Keywords, кластеризацию ключевых терминов, полученных из текстов заголовков и аннотаций или, например, опираясь на кластеризацию публикаций, основанную на их библиографическом сочетании (bibliographic coupling). Результаты могут существенно различаться, но удовлетворять заданным ограничениям, например, на частоту встречаемости терминов, совместную встречаемость терминов или учитывать цитируемость публикаций.

Для примера рассмотрим результаты кластеризации публикаций, основанной на их библиографическом сочетании (Прил. 2).

Наложим следующие ограничения на выбор публикаций: статья должна быть опубликована в 2021 году (достаточно новая, но уже с накопленной цитируемостью), цитируемость – не ниже 30, а число библиографических связанных статей – не менее 50.

В нашей выборке данным условиям удовлетворяют две публикации. В первой статье [17] авторы рассматривают модель добычи сланцевого газа, построенную с помощью многоцелевого метода случайного леса. Ими показано, что многоцелевой метод случайного леса может работать с коррелированными данными о добыче сланцевого газа. Вторая статья [18] интересна тем, что в ней представлены результаты библиометрического анализа и подробный обзор по использованию контролируемого машинного обучения для анализа опасных событий при бурении. Проведенный авторами анализ показывает, что искусственная нейронная сеть является наиболее популярным алгоритмом среди исследователей. Кроме того, глубокое обучение (deep learning), метод случайного леса (random forest) и метод опорных векторов (support vector machine) становятся популярными в последнее время.

Тематика этих двух статей вполне согласуется с выводами, полученными ранее при анализе совместной встречаемости авторских ключевых слов.

При этом авторы последней статьи совершенно правы, утверждая, что «искусственная нейронная сеть является наиболее популярным алгоритмом среди исследователей», но если проанализировать, какие методы машинного обучения реализуются в проектах, получим подтверждение второго тезиса: «глубокое обучение (deep learning), случайный лес

(random forest) и метод опорных векторов (support vector machine) становятся популярными в последнее время».

Использование данных из разных полей таблицы библиометрических записей может существенно различаться. Приведем краткое сравнение встречаемости терминов, описывающих конкретные методы классификации данных в полях Index Keywords и Author Keywords.

Для индексных ключевых слов: «random forest» – 56; «support vector machine» – 104; «convolutional * networks» – 33 из 12748 общего числа терминов в столбце Index Keywords.

Для авторских ключевых слов: «random forest» – 25; «support vector machine» – 17; «convolutional * networks» – 7 из 1816 общего числа терминов в столбце Author Keywords.

Полученные приоритеты могут быть разными, но для обоих полей классические методы «random forest» и «support vector machine» встречаются чаще, чем «convolutional * networks».

Следует отметить, что полученные результаты относятся к конкретной теме бурения скважин, как актуальной для Общества инженеров-нефтяников (SPE).

Заключение

Проведенное библиометрическое исследование показало целесообразность использования двухстадийного подхода к выявлению актуальных исследовательских задач, при котором их общая направленность для индустрии задач определяется на основе анализа отраслевых публикаций. Последующий анализ научных публикаций, в рамках данных задач, позволит определить актуальные направления научных исследований.

Несмотря на очень широкую тему «Цифровая трансформация нефтегазового сектора», поставленную в начале исследования, предложенный двухстадийный библиометрический анализ позволил выявить задачу, интересную как для научных исследований, так и актуальную для нефтегазовой индустрии. Такой задачей является использование классических методов машинного обучения (в первую очередь метода случайного леса) для классификации проблем прогнозирования и оптимизации процессов бурения и эксплуатации скважин.

Актуальность задачи в данной работе оценивалась по цитируемости и количеству публикаций за последние 5 лет (2018–2022 гг.). Для научных исследований важна

не только текущая актуальность, но и выявление нарождающихся тематик (Emerging Topics).

Выявление тем требует несколько иного подхода при проведении библиометрического анализа. В этом случае необходимо учитывать, в развитие каких тем идет инвестирование, решение каких задач поддерживается политическими решениями. Нарождающиеся темы будут характеризоваться ростом числа публикаций, возрастанием цитируемости не просто отдельных публикаций, а направлений исследований, появлением новых научных журналов или тематикой спецвыпусков в престижных изданиях, тематикой конференций. Это – задача отдельного исследования.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № 122022800270-0).

Литература

1. Altintas C., Altundal O.F., Keskin S., Yildirim R. Machine learning meets with metal organic frameworks for gas storage and separation // Journal of Chemical Information and Modeling. 2021. Vol. 61, No. 5. P. 2131–2146. <https://doi.org/10.1021/acs.jcim.1c00191>
2. Gomollón-Bel F. Ten chemical innovations that will change our world: IUPAC identifies emerging technologies in Chemistry with potential to make our planet more sustainable // Chemistry International. 2019. Vol. 41, No. 2. P. 12–17. <https://doi.org/10.1515/ci-2019-0203>
3. Koroteev D., Tekic Z. Artificial intelligence in oil and gas upstream: Trends, challenges, and scenarios for the future // Energy and AI. 2021. Vol. 3. P. 100041. <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2020.100041>
4. Kuang L., Liu H., Ren Y. et al. Application and development trend of artificial intelligence in petroleum exploration and development // Petroleum Exploration and Development. 2021. Vol. 48, No. 1. P. 1–14. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60001-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60001-0)

5. *Tembely M., AlSumaiti A.M., Alameri W.S.* Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography // *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. P. 1460–1472. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.02.065>
6. *van Eck N.J., Waltman L.* Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping // *Scientometrics*. 2010. Vol. 84, No. 2. P. 523–538. <https://doi.org/10.1007/s11192-009-0146-3>
7. *Hassan-Montero Y., De-Moya-Anegón F., Guerrero-Bote V.P.* SCImago Graphica: a new tool for exploring and visually communicating data // *El Profesional de la información*. 2022. Vol. 31, No. 5. P. e310502. <https://doi.org/10.3145/epi.2022.sep.02>
8. *van Eck N.J., Waltman L.* VOSviewer Manual: Manual for VOSviewer version 1.6.18. Leiden: Center for Science and Technology Studies, Leiden University, 2022. 53 p. https://www.vosviewer.com/documentation/Manual_VOSviewer_1.6.18.pdf (Дата обращения 03.12.2022).
9. *Zanin M., Güntekin B., Aktürk T.* et al. Telling functional networks apart using ranked network features stability // *Scientific Reports*. 2022. Vol. 12, No. 1. P. 2562. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-06497-w>
10. *Ben Aoun M.A., Madarász T.* Applying machine learning to predict the rate of penetration for geothermal drilling located in the Utah FORGE site // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 12. P. 4288. <https://doi.org/10.3390/en15124288>
11. *Breiman L.* Random Forests // *Machine Learning*. 2001. Vol. 45, No. 1. P. 5–32. <https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>
12. *Belgiu M., Drăguț L.* Random forest in remote sensing: A review of applications and future directions // *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*. 2016. Vol. 114. P. 24–31. <https://doi.org/10.1016/j.isprsjprs.2016.01.011>
13. *Contreras I.C., Khodadadzadeh M., Gloaguen R.* Multi-label classification for drill-core hyperspectral mineral mapping // *The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences*. 2020. Vol. XLIII-B3-2020. P. 383–388. <https://doi.org/10.5194/isprs-archives-XLIII-B3-2020-383-2020>
14. *Gamal H., Alsaihati A., Elkatatny S.* Predicting the rock sonic logs while drilling by random forest and decision tree-based algorithms // *Journal of Energy Resources Technology*. 2022. Vol. 144, No. 4. P. 043203. <https://doi.org/10.1115/1.4051670>
15. *Ao Y., Zhu L., Guo S., Yang Z.* Probabilistic logging lithology characterization with random forest probability estimation // *Computers & Geosciences*. 2020. Vol. 144. P. 104556. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2020.104556>
16. *Reis I., Baron D., Shahaf S.* Probabilistic Random Forest: A machine learning algorithm for noisy datasets // *The Astronomical Journal*. 2019. Vol. 157, No. 1. P. 16. <https://doi.org/10.3847/1538-3881/aaf101>
17. *Xue L., Liu Y., Xiong Y.* et al. A data-driven shale gas production forecasting method based on the multi-objective random forest regression // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 196. P. 107801. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107801>
18. *Osarogiagbon A.U., Khan F., Venkatesan R., Gillard P.* Review and analysis of supervised machine learning algorithms for hazardous events in drilling operations // *Process Safety and Environmental Protection*. 2021. Vol. 147. P. 367–384. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.09.038>

ПРИЛОЖЕНИЕ

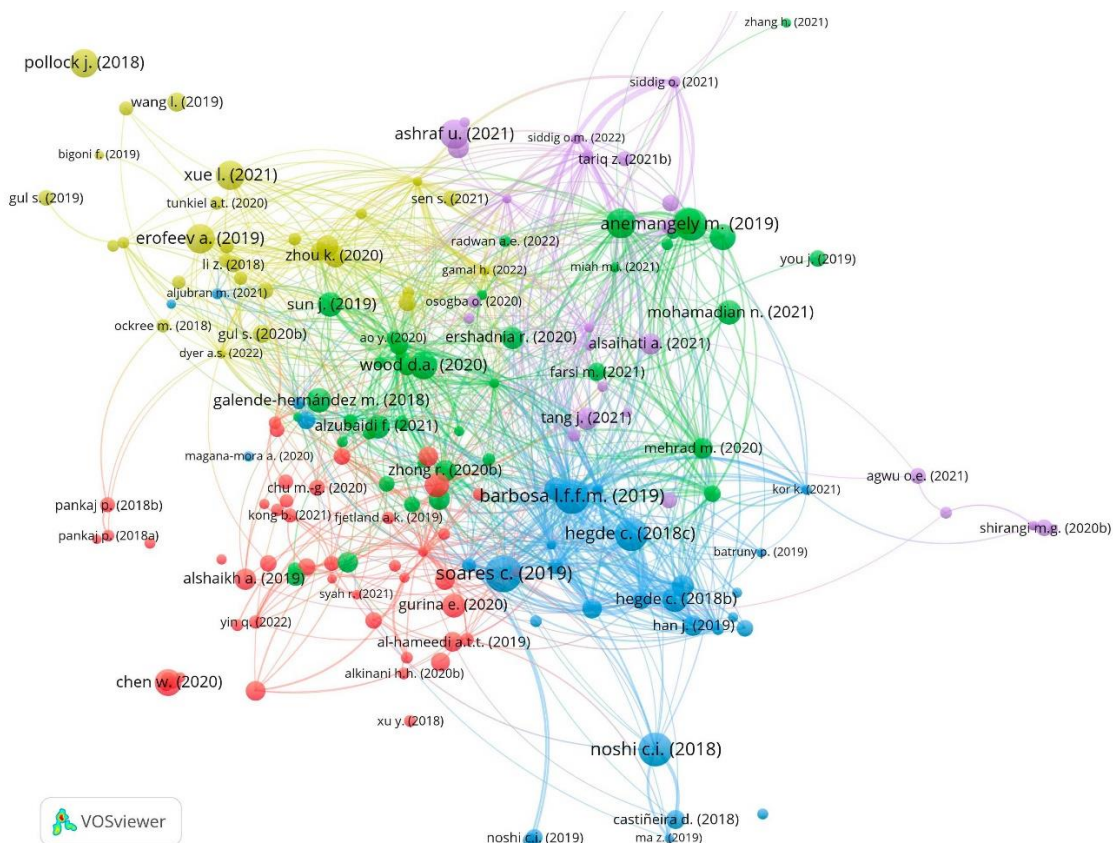
Приложение 1

Термин в статье	Перевод
1	2
Anomaly detection	Обнаружение аномалий
Artificial intelligence	Искусственный интеллект
Artificial neural network	Искусственная нейронная сеть
Author Keywords	Авторские ключевые слова
Bibliographic coupling	Библиографическое сочетание / библиографическая связь (возникает, когда два документа ссылаются на общий третий документ; в русском чаще — «сочетание»)
Concept Tag	Тег концепции
Convolutional neural network	Сверточная нейронная сеть
Data Science & Engineering Analytics	Наука о данных и инженерная аналитика
Decision Tree	Дерево решений
Deep learning	Глубокое обучение
Digital and Oil&Gas	Цифровизация и нефтегазовая отрасль
Digital engineering	Цифровая инженерия
Digital technologies	Цифровые технологии
Digital transformation	Цифровая трансформация
Digitalization	Цифровизация
Drilling and completion	Бурение и заканчивание скважин
Emerging research topics	Зарождающиеся темы исследований
Fault detection	Обнаружение неисправностей
Gradient boosting	Градиентный бустинг
Indexed keywords	Индексируемые ключевые слова (выбираются Scopus и стандартизируются по словарям, полученным из тезаурусов, которыми владеет или лицензирует Elsevier)
Industry 4.0	Индустрия 4.0
Industry and Technology	Индустрия и технологии
Information Technology	Информационные технологии
Lattice Boltzmann Method	Метод решеток Больцмана
Logging interpretation	Интерпретация каротажа
Machine learning	Машинное обучение
Micro-CT	Микро-КТ (компьютерная томография)
Oil and gas industry	Нефтегазовая промышленность
Particle swarm optimization	Оптимизация с помощью алгоритма роя частиц

1	2
Petroleum well drilling	Бурение нефтяных скважин
Probabilistic Random Forest	Алгоритм Probabilistic Random Forest (PRF) рассматривает признаки и метки как функции распределения вероятностей, а не как детерминированные величины
Production and Well Operations	Эксплуатация скважин и добыча
Random forest method	Метод случайного леса
Rate of penetration	Скорость проходки
Representation & Reasoning	Репрезентация и обоснование
Reservoir Description and Dynamics	Описание и динамика резервуаров
Reservoir engineering	Разработка месторождений
Rock physics	Физика горных пород
SPE	Общество инженеров-нефтяников
SPE Disciplines	Дисциплины SPE
Scimago Graphica	Программа построения графики (https://www.graphica.app/)
Scopus	Библиографическая и реферативная база данных рецензируемой научной литературы, созданная в 2004 году академическим издательством Elsevier
Seismic exploration	Сейсморазведка
Support vector machine	Метод опорных векторов
Surface facility engineering	Проектирование наземных сооружений
Unsupervised machine learning	Неконтролируемое машинное обучение
Upstream oil & gas	Разведка и добыча нефти и газа
VOSviewer	Программа для построения и визуализации библиометрических сетей
Voxel-based modeling	Воксельное моделирование (Воксельная модель — это трехмерный растр)
X-ray	Рентгеновское излучение
search.spe.org	Система поиска и анализа информации на сайтах SPE.org, PetroWiki и OnePetro с использованием искусственного интеллекта

Приложение 2

Фрагмент данных, представленных в формате:
 первый автор (год публикации)(цитируемость)(число библиографически связанных
 публикаций в рассматриваемой выборке)



hazbeh o. (2021)(15)(130); olukoga t.a. (2021)(11)(125); tunkiel a.t. (2021)(5)(114); alali a.m. (2021)(13)(110);
 siddig o. (2021)(8)(109); gamal h. (2021b)(5)(92); kor k. (2021)(6)(81); **osarogiagbon a.u. (2021)(34)(79);**
 tewari s. (2021)(8)(72); tariq z. (2021a)(5)(72); sabah m. (2021)(25)(69); sun j. (2021)(5)(68);
 miah m.i. (2021)(6)(59); gamal h. (2021a)(5)(59); **xue l. (2021)(47)(57);** mahmoud a.a. (2021)(13)(56);
 aljubran m. (2021)(7)(56); tang j. (2021)(27)(51); farsi m. (2021)(19)(48); feng r. (2021)(10)(48);
 alzubaidi f. (2021)(31)(47); people m.d. (2021)(9)(47); jiang c. (2021)(9)(43); arnø m.l. (2021)(6)(43);
 alsaihati a. (2021)(26)(41); yin q. (2021)(13)(37); kong b. (2021)(12)(32); mohamadian n. (2021)(34)(30);
 islamov s. (2021)(17)(28); shan l. (2021)(14)(28).

Примечание – жирным шрифтом выделены проанализированные публикации.

Identification and analysis of the actual research issue of “Digital transformation of the oil and gas sector”

B.N. Chigarev

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

E-mail: bchigarev@ipng.ru

Abstract. This paper is devoted to identifying and analyzing one of the actual research issues of the topic “Digital transformation of the oil and gas sector”. The actual area and methods of research were determined by the materials of the Society of Petroleum Engineers, and for the disclosure of the scientific aspect of the identified actual issue, publications indexed in the bibliographic and abstract database of peer-reviewed scientific literature Scopus were used. This approach, according to the author of the article, reduces the bias in the selection of relevant scientific issues, as it reflects the interests of both the oil and gas sector and scientific community experts. In this paper, the research issues were determined both by the classification categories of the search.spe.org platform, and by the authors’ keywords of the articles indexed in Scopus. A brief review of the most cited articles revealing the topic of such works was carried out for a more detailed disclosure of the research objectives. The results of the analysis show that within the broad topic of digital transformation of the oil and gas sector, a task relevant to both industry (Society of Petroleum Engineers) and academic institutions, can be disclosed using the term “well drilling” and the random forest method.

Keywords: digital transformation, oil and gas sector, actual research issues, bibliometric analysis, Scopus, VOSviewer.

Citation: Chigarev B.N. Identification and analysis of the actual research issue of “Digital transformation of the oil and gas sector” // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 1(40). P. 67–88. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art6> (In Russ.).

References

1. Altintas C., Altundal O.F., Keskin S., Yildirim R. Machine learning meets with metal organic frameworks for gas storage and separation // Journal of Chemical Information and Modeling. 2021. Vol. 61, No. 5. P. 2131–2146. <https://doi.org/10.1021/acs.jcim.1c00191>
2. Gomollón-Bel F. Ten chemical innovations that will change our world: IUPAC identifies emerging technologies in Chemistry with potential to make our planet more sustainable // Chemistry International. 2019. Vol. 41, No. 2. P. 12–17. <https://doi.org/10.1515/ci-2019-0203>
3. Koroteev D., Tekic Z. Artificial intelligence in oil and gas upstream: Trends, challenges, and scenarios for the future // Energy and AI. 2021. Vol. 3. P. 100041. <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2020.100041>
4. Kuang L., Liu H., Ren Y. et al. Application and development trend of artificial intelligence in petroleum exploration and development // Petroleum Exploration and Development. 2021. Vol. 48, No. 1. P. 1–14. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60001-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60001-0)
5. Tembely M., AlSumaiti A.M., Alameri W.S. Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 1460–1472. <https://doi.org/10.1016/j.egyri.2021.02.065>

6. *van Eck N.J., Waltman L.* Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping // *Scientometrics*. 2010. Vol. 84, No. 2. P. 523–538. <https://doi.org/10.1007/s11192-009-0146-3>
7. *Hassan-Montero Y., De-Moya-Anegón F., Guerrero-Bote V.P.* SCImago Graphica: a new tool for exploring and visually communicating data // *El Profesional de la información*. 2022. Vol. 31, No. 5. P. e310502. <https://doi.org/10.3145/epi.2022.sep.02>
8. *van Eck N.J., Waltman L.* VOSviewer Manual: Manual for VOSviewer version 1.6.18. Leiden: Center for Science and Technology Studies, Leiden University, 2022. 53 p. https://www.vosviewer.com/documentation/Manual_VOSviewer_1.6.18.pdf (Accessed on 03.12.2022).
9. *Zanin M., Güntekin B., Aktürk T.* et al. Telling functional networks apart using ranked network features stability // *Scientific Reports*. 2022. Vol. 12, No. 1. P. 2562. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-06497-w>
10. *Ben Aoun M.A., Madarász T.* Applying machine learning to predict the rate of penetration for geothermal drilling located in the Utah FORGE site // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 12. P. 4288. <https://doi.org/10.3390/en15124288>
11. *Breiman L.* Random Forests // *Machine Learning*. 2001. Vol. 45, No. 1. P. 5–32. <https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>
12. *Belgiu M., Drăguț L.* Random forest in remote sensing: A review of applications and future directions // *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*. 2016. Vol. 114. P. 24–31. <https://doi.org/10.1016/j.isprsjprs.2016.01.011>
13. *Contreras I.C., Khodadadzadeh M., Gloaguen R.* Multi-label classification for drill-core hyperspectral mineral mapping // *The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences*. 2020. Vol. XLIII-B3-2020. P. 383–388. <https://doi.org/10.5194/isprs-archives-XLIII-B3-2020-383-2020>
14. *Gamal H., Alsaihati A., Elkatatny S.* Predicting the rock sonic logs while drilling by random forest and decision tree-based algorithms // *Journal of Energy Resources Technology*. 2022. Vol. 144, No. 4. P. 043203. <https://doi.org/10.1115/1.4051670>
15. *Ao Y., Zhu L., Guo S., Yang Z.* Probabilistic logging lithology characterization with random forest probability estimation // *Computers & Geosciences*. 2020. Vol. 144. P. 104556. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2020.104556>
16. *Reis I., Baron D., Shahaf S.* Probabilistic Random Forest: A machine learning algorithm for noisy datasets // *The Astronomical Journal*. 2019. Vol. 157, No. 1. P. 16. <https://doi.org/10.3847/1538-3881/aaf101>
17. *Xue L., Liu Y., Xiong Y.* et al. A data-driven shale gas production forecasting method based on the multi-objective random forest regression // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 196. P. 107801. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107801>
18. *Osarogiagbon A.U., Khan F., Venkatesan R., Gillard P.* Review and analysis of supervised machine learning algorithms for hazardous events in drilling operations // *Process Safety and Environmental Protection*. 2021. Vol. 147. P. 367–384. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.09.038>